

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера»

УДК 622.691.4.053.074(211.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Саввин Владислав Вячеславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шмурыгин Владимир Александрович	Старший преподаватель		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.	ассистент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Немцова О.А.	инженер		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Томск – 2018 г.

## Результаты обучения по программе

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р1</b>	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
<b>Р2</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<b>Р3</b>	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
<b>Р4</b>	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
<b>Р5</b>	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;

<b>P6</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
<b>P7</b>	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
<b>P8</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) **Бурков П.В.**  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Саввину Владиславу Вячеславовичу

Тема работы:

«Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 01.12.2017 г. №9529/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

*Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, рабочий проект подводного перехода магистрального газопровода через реку Лена, план ликвидации возможных аварийных ситуаций на подводном переходе магистрального газопровода через реку Лена, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники.*

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	1. Введение 2. Обзор литературы 3. Объект и методы исследования 4. Расчеты и аналитика 5. Результаты проведенного исследования 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность 8. Заключение
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, инженер
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Глава 1. Обзор литературы	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шмурыгин Владимир Александрович	Старший преподаватель		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Саввин Владислав Вячеславович		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Саввину Владиславу Вячеславовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на строительство подводного перехода с применением балластирующих средств утяжелителей чугуно-кольцевых и обетонированных труб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	СТО Газпром РД 1.12-096-2004
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 27.11.2017 г. № 444-ФЗ

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка перспективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через Лена.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет экономической эффективности применения обетонированных труб.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Анализ экономической эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода.

## Перечень графического материала

1. Расчетные формулы
2. Таблицы

## Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	ассистент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Саввин Владислав Вячеславович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Саввину Владиславу Вячеславовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

*1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)*

*Рабочим местом является подводный переход магистрального газопровода через реку Лена. Подводный переход расположен на территории Республики Саха (Якутия). Климат в районе подводного перехода резко континентальный. При строительстве газопровода с применением обетонированных труб выполняются следующие виды работ: земляные работы на переходах, сварочно-монтажные работы, изоляционные работы, протаскивание трубопровода по дну подводной траншеи.*

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

*1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:*

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

*Проанализировать следующие вредные производственные факторы и обосновать мероприятия по их устранению:*

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;
2. Превышение уровней шума;
3. Тяжесть и напряженность физического труда.

*1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности*

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаробезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

*Проанализировать следующие опасные производственные факторы и обосновать мероприятия по их устранению:*

1. Электрический ток;
2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке;
3. Пожароопасность.

*2. Охрана окружающей среды:*

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

*В период строительства подводного перехода процесс производства работ больше всего сказывается на деформации берегов и дна реки, что приводит к изменению геометрии русла.*

*Основными источниками негативного воздействия на состояние водотока является выполнение земляных и берегоукрепительных работ в подводной части.*

*3. Защита в чрезвычайных ситуациях:*

- перечень возможных ЧС на объекте;
- выбор наиболее типичной ЧС;

*В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных*

<ul style="list-style-type: none"> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>ситуаций различного характера. Одним из основных таких ситуаций является пожар.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Производственный экологический контроль за выполнением экологических требований при строительстве подводных переходов осуществляется в соответствии со статьей 71 Закона Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» службой экологического контроля, создаваемой заказчиком сооружения магистрального газопровода.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Немцова Ольга Александровна	инженер		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Саввин Владислав Вячеславович		



**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»

Уровень образования магистр

Отделение Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.09.2017	<i>Введение</i>	5
16.10.2017	<i>Литературный обзор</i>	5
27.11.2017	<i>Объект и методы исследования</i>	20
11.12.2017	<i>Моделирование участка трубопровода</i>	25
19.02.2018	<i>Анализ и обсуждение результатов</i>	20
19.03.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	5
18.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	5
23.04.2018	<i>Заключение</i>	10
14.05.2018	<i>Презентация</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шмурыгин В.А.	Старший преподаватель		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 116 с., 28 рис., 19 табл., 40 источников, 1 прил.

Ключевые слова:

ПОДВОДНЫЙ ПЕРЕХОД, ОБЕТОНИРОВАННЫЕ ТРУБЫ, БАЛЛАСТИРОВКА ТРУБОПРОВОДА, УСТОЙЧИВОСТЬ ГАЗОПРОВОДА, СРЕДСТВА БАЛЛАСТИРОВКИ, ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС AUTODESK INVENTOR, МОДЕЛИРОВАНИЕ, МЕТОД КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ.

Объектом исследования является

подводный переход магистрального газопровода через реку Лена.

Цель данной работы:

анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через реку Лена.

В процессе исследования проводились:

анализ существующего способа балластировки на подводном переходе, расчет нагрузок, действующих на трубопровод при переходе через водные преграды, моделирование участка трубопровода на подводном переходе и анализ напряженно-деформированного состояния с помощью программного комплекса Autodesk Inventor.

В результате исследования

был произведен сравнительный анализ строительства подводного перехода с применением утяжелителей чугунных кольцевых и обетонированной трубы. На основании полученных результатов было установлено, что применение обетонированных труб имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока надежной и безопасной эксплуатации подводного перехода.

Теоретическая и практическая значимость работы:

Предложен технологически и экономически обоснованный способ балластировки трубопроводов с применением обетонированных труб на подводном переходе через реку Лена.

Область применения:

может быть применена в технологии строительства подводных переходов для повышения эксплуатационной надежности.

## **Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки**

ВАУ – винтовое анкерное устройство;  
ГВВ – горизонт высоких вод;  
КТ – контейнер текстильный;  
ЛП – лебедка протаскивания;  
МГ – магистральный газопровод;  
МКЭ – метод конечных элементов;  
НДС – напряженно-деформированное состояние;  
ОС – окружающая среда;  
ОТ – обетонированная труба;  
ПЖУ – сплошное обетонирование;  
ПКБу – полимерно-контейнерные балластирующие устройства;  
ППМГ – подводный переход магистрального газопровода;  
СИЗ – средства индивидуальной защиты;  
УБГ – железобетонный утяжелитель охватывающего типа;  
УБКм – утяжелители железобетонные утяжелители клиновидные;  
УБОм – утяжелители железобетонные охватывающего типа;  
УТК – утяжелители сборные кольцевые;  
УЧК – утяжелитель чугунный кольцевой;  
ЧС – чрезвычайная ситуация.

# Оглавление

Введение.....	14
Глава 1. Обзор литературы.....	16
1.1 Общие сведения о подводном переходе.....	16
1.1.1 Общие сведения о балластировке при переходе через водные преграды .....	18
1.1.2 Область применения балластирующих устройств.....	19
1.1.3 Технология укладки трубопровода с балластирующим устройством .	22
1.2 Общие сведения о обетонированной трубе.....	27
1.2.1 Утяжеление трубопровода с помощью обетонирования.....	28
1.2.2 Способы обетонирования трубопроводов.....	30
1.2.3 Хранение и транспортировка обетонированных труб к месту строительства трубопровода. погрузочно-разгрузочные работы .....	32
1.2.4 Преимущества использования обетонированных труб .....	34
Глава 2. Объект и методы исследования .....	36
2.1 Краткая характеристика подводного перехода через реку Лена .....	36
2.2 Методы исследования.....	42
2.2.1 Программный комплекс Autodesk Inventor .....	42
2.2.2 Метод конечных элементов .....	45
Глава 3. Расчеты и аналитика .....	52
Глава 4. Результаты проведенного исследования.....	69
Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	71
5.1 Затраты на строительство подводного перехода МГ через реку Лена с использованием пригрузов утяжелителей утяжелителей чугунных кольцевых (УЧК) .....	71
5.1.1 Расчет стоимости материалов на проведение работ установки чугунных утяжелителей типа УЧК .....	72
5.1.2 Расчет заработной платы.....	73
5.1.3 Затраты на страховые взносы во внебюджетные фонды.....	75

					Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Саввин В.В.				Оглавление	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Шмурыгин В						12	116	
Консульт.						НИ ТПУ г.р. 2БМ6Б			
Рук-ль ООП	Бурков П.В.								

5.1.4 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы.....	76
5.2 Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве и капитальном ремонте подводных переходов .....	79
5.2.1 Расчет стоимости материалов на балластировку с помощью обетонированной трубы .....	79
5.2.2 Расчет заработной платы.....	81
5.2.3 Затраты на страховые взносы .....	82
5.2.4 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы.....	83
Глава 6. Социальная ответственность при оценке эффективности обетонированных труб на подводных переходах .....	86
6.1 Профессиональная социальная безопасность .....	86
6.1.1 Профессиональная социальная безопасность.....	88
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности) .....	92
6.2 Экологическая безопасность.....	93
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	94
6.4 Законодательное регулирование проектных решений.....	97
Заключение .....	99
Список литературы .....	100
Приложение А .....	104

## Введение

Магистральный трубопроводный транспорт помимо того, что является важнейшим и неотъемлемым составляющим топливно-энергетического комплекса России, остается единственным видом транспорта добываемого природного газа.

На территории Российской Федерации создана разветвленная сеть магистральных газопроводов, которые пересекают на своем пути естественные и искусственные препятствия.

Наиболее часто встречаемыми на трассах являются переходы магистральных газопроводов через водные преграды.

Происходящие отказы и аварийные ситуации на подводных переходах газопроводов через водные преграды по своим экономическим и экологическим показателями значительно превосходят аналогичные происшествия на линейной части, в связи с этим, проблемы обеспечения эксплуатационной безопасности и надежности подводных переходов имеют особую значимость для магистрального транспорта газа.

Одним из условий надежного и безопасного функционирования трубопроводных систем является обеспечение устойчивого положения линейной части газопроводов на проектных отметках. В эксплуатации подводных переходов основной проблемой является оголение газопровода в связи с размывом траншеи и перемещением труб с проектных отметок. Свыше 22 % ниток подводных переходов газопроводов России находится в неисправном состоянии, вызванном изменением их пространственного положения.

В настоящее время во всём мире для сооружения подводных переходов магистральных газопроводов и строительства участков в заболоченной местности используются трубы с балластным покрытием.

					Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Саввин В.В.			Введение			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Шмурыгин В								14	116	
Консульт.								НИ ТПУ гр. 2БМ6Б				
Рук-ль ООП		Бурков П.В.										

Во всем мире заслуженно наиболее надежным и безопасным считается использование обетонированных трубопроводов при переходах через водные преграды.

В обетонированных трубопроводах роль балласта выполняет бетонное покрытие, которое предохраняет трубопровод от всплытия и смещения под действием нагрузок и напряжений действующие на подводный трубопровод.

К основным преимуществам использования ОТ перед традиционными способами балластировки газопроводов относятся: отсутствие необходимости в защите антикоррозионной изоляции деревянной футеровкой; сокращение трудозатрат на изоляцию труб и монтаж грузов непосредственно на строительстве. Кроме того, балластное покрытие является защитой изоляции от возможного ее повреждения при укладке и эксплуатации подводного трубопровода

Учитывая сложившуюся ситуацию со строительством и эксплуатацией подводных переходов, в данной работе мы предлагаем применение обетонированных труб (ОТ).

Целью работы является анализ эффективности применения обетонированных труб на подводном переходе через реку Лена.

Задачи:

- выполнить сравнительный анализ строительства подводного перехода с применением утяжелителей чугунных кольцевых и обетонированной трубы;
- смоделировать и проанализировать напряженно-деформированное состояние участка подводного перехода магистрального газопровода типа УЧК и применением ОТ с помощью программного комплекса Autodesk Inventor.

					Введение	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Глава 1. Обзор литературы

### 1.1 Общие сведения о подводном переходе

Подводный переход – участок линейной части магистрального газопровода, пересекающий естественные или искусственные водоемы (реки, озера, водохранилища), шириной более 10 м по зеркалу воды в межень и глубиной свыше 1,5 м.

По расположению относительно естественной поверхности дна водоема, трубопроводы можно укладывать ниже дна (заглубленный трубопровод), на дне (незаглубленный трубопровод) и выше дна (погруженный трубопровод). Наиболее распространенной является укладка труб по заглубленной схеме, позволяющей надежно защитить их от внешних силовых воздействий [2].

Переход представляет собой одну или несколько ниток трубопровода с соответствующими системами его технического обеспечения.

Подводные переходы трубопроводов через водные преграды проектируются на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводов водной преграды, требований по охране рыбных ресурсов и окружающей среды.

Границами подводного перехода трубопровода, определяющими длину перехода, являются для:

- многониточных переходов – участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;
- однопниточных переходов – участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже отметок 10%-й обеспеченности.

					Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Саввин В.В.			Глава 1. Обзор литературы			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Шмурыгин В								16	116	
Консульт.								НИ ТПУ гр. 2БМ6Б				
Рук-ль ООП		Бурков П.В.										



Створы переходов через реки выбираются на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими не размываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода необходимо, как правило, предусматривать перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах, как правило, не допускается.

Строительство трубопроводов через водные преграды осуществляют:

- открытым (траншейным) способом, в том числе типа «труба в трубе», с укладкой трубопроводов в подводные и береговые траншеи, разработанные в границах переходов плавучей и наземной землеройной техникой;
- закрытым способом, с протаскиванием трубопроводов в наклонные скважины, выполненные методом наклонно-направленного бурения, или методом микротоннелирования.

При выборе способа прокладки переходов должны учитываться данные по грунтовым условиям, рельефу, ширине и глубине водной преграды, сейсмоактивности района строительства.

В траншейном методе прокладки трубопроводов через водные преграды, трубопроводы прокладываются: в грунте, в защитном кожухе, в канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием. Ограничения применения и недостаток метода заключается в том, что в ходе строительства нарушается поверхность и грунтовая толща, возникают воздействия на пересекаемый объект.

Бестраншейный метод прокладки трубопроводов через водные преграды применяется при необходимости избежать нарушения поверхности земли в ходе строительства и при невозможности применения других методов. Главные недостатки данного метода – это ограниченная длина перехода и ограничения, связанные с геологическими условиями. Преимуществами бестраншейного метода является:

- сокращение сроков строительства и эксплуатационных затрат;
- возможность строительства в любое время года;

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- сохранение природного ландшафта.

### **1.1.1 Общие сведения о балластировке при переходе через водные преграды**

Для обеспечения надежной и безопасной работы трубопровода в условиях заболоченных или обводненных грунтов применяют балластировку трубопровода. Балластировка трубопровода – это способ закрепления трубопроводов в проектном положении с помощью грузов или бетонированием.

Балластировкой трубопроводов называется также сам процесс производства работ, связанных с установкой грузов и бетонированием.

Закрепляют в основном трубы, имеющие положительную и нулевую плавучесть. Иногда закрепляют трубы с отрицательной плавучестью. Это делается только в том случае, когда возможно образование на каком-либо участке газовых пузырей или требуется обеспечить пригрузку труб для предотвращения выпучивания под действием продольных сил. Трубопровод закрепляют путем утяжеления его или с помощью анкеров [35].

Основные конструктивные решения балластировки и закрепления трубопроводов на подводных участках трассы включают:

- кольцевые утяжелители: чугунные, железобетонные;
- сплошное бетонное покрытие;
- железобетонные утяжелители охватывающего типа;
- железобетонный утяжелитель опирающегося (седловидного) типа;
- анкерные устройства;
- полимерно-контейнерные балластирующие устройства;
- контейнеры текстильные.

Срок службы конструкций балластирующих и закрепляющих устройств и их составных элементов должен быть не меньше срока службы трубопровода.

Методы расчета балластировки трубопроводов должны быть основаны на требованиях действующих общероссийских нормативов и отраслевых стандартов и должны распространяться на магистральные, прокладываемые в

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обводненной и заболоченной местности, на переходах через болота различных типов, а также на переходах через водные преграды [3].

### 1.1.2 Область применения балластирующих устройств

Балластировку трубопровода осуществляют железобетонными грузами, бетонированием труб, грунтом. Навеска грузов выполняется трубоукладчиком в лежневой дорожки, кранами с салазок или с понтона.

Выбор балластирующих устройств следует осуществлять в соответствии с таблицей 1.1.

Таблица 1.1 – Тип и область применения балластирующих устройств [3]

Тип балластирующего устройства	Наименование	Диаметр трубопровода	Уровень обводненности траншеи в естественных условиях	Область применения	Ремонтопригодность
1	2	3	4	5	6
УТК	Утяжелители сборные кольцевые	До 1420 мм		Болота, поймы рек, русла рек	
ПЖУ	Сплошное обетонирование	1420 мм		Болота, поймы рек, русла рек	Не ремонтнопригодный
УБОм	Железобетонные охватывающего типа	От 530 до 1420 мм	Уровень обводненности участки, траншеи в период строительства ниже верхней образующей трубопровода, уложенного на проектные отметки болота всех типов глубиной 2,5 м;	Периодически обводняемые участки трассы, включая поймы рек, обводненные и заболоченные	Ремонтопригоден

			участках выхода трубопровода на поверхность; на переходах через малые реки.		
УБКм	Железобетонные утяжелители клиновидные	377, 426, 478, 530, 720, 820, 1020, 1220, 1420	Допускается установка утяжелителей без водоотлива при уровне воды не более 0,5 от диаметра трубы. Применяют в основном при балластировке трубопроводов на уклонах не более 3° как дополнительное мероприятие против размыва (выноса) грунта обратной засыпки, на участках где в процессе эксплуатации исключается возможность продольных и поперечных перемещений.	На болотах всех типов при мощности торфяной залежи не больше глубины траншеи: вечно – мерзлых грунтах; поймах рек. Применяют только балластировки прямолинейных участков трубопроводов, уложенных на проектные отметки	Ремонтопригоден
УБГ	Железобетонный утяжелитель охватывающего типа	1020,1220, 1420	С водоотливом. Допускается замыкание соединительных поясов в траншее без водоотлива	Применяют в условиях обводненной и заболоченной местности, в вечно –мерзлых	Степень ремонтпригодности определяется при демонтаже утяжелителей

			при уровне воды в траншее не более 0,4 от диаметра трубы	грунтах, а также на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубины траншеи	
ВАУ-1	Винтовое анкерное устройство	Все типоразмеры	С водоотливом	На болотах, подстилаемых песчаными и супесчаными грунтами, глубина которых равна или меньше глубины траншеи. Также винтовые анкерные устройства применяют для закрепления трубопроводов, прокладываемых на участках с прогнозируемым обводнением. Не допускается установка ВАУ-1 при продольном перемещении трубопровода более 40 мм	Не ремонтпригоден
ПКБу	Полимерно–контейнерные балластирующие устройства	Все типоразмеры	Допускается устанавливать без водоотлива при уровне воды в траншее не более	Применяют для балластировки трубопроводов, прокладываемых в обводненной и заболоченной	Не ремонтпригоден

				местности, на участках прогнозируемого обводнения, а также на болотах при мощности торфяной залежи не более глубины траншеи.	
КТ	Контейнер текстильный	Все типоразмеры		Применяют на участках прогнозируемого обводнения на обводненных (заболоченных) территориях, на болотах с торфяной залежью не более глубины траншеи	Не ремонтпригоден

### 1.1.3 Технология укладки трубопровода с балластирующим устройством

Процесс укладки трубопроводов с балластирующим устройством типа УТК (утяжелители сборные кольцевые) производится с бермы методом сплава или протаскивания. До начала производства работ по балластировке производят такие работы, как:

- доставка на приобъектный склад утяжелителей;
- отбраковка утяжелителей;
- проверка ширины и глубины траншеи;
- планировка строительно-монтажной площадки;
- укрепление берм траншеи;
- подготовка плетей трубопровода;
- испытание плетей трубопровода.

Технологический процесс балластировки трубопровода включает следующие работы:

- футеровку плетей;
- раскладку полуколец вдоль плети;
- укладку труб на нижние полукольца;
- навешивание и закрепление верхних полуколец утяжелителей;
- стяжку болтами или шпильками и нижних полуколец;
- опускание плети на спусковую дорожку;
- монтаж с предыдущей плетью;
- протягивание трубопровода.

Технологический процесс укладки трубопроводов с применением обетонированных труб (**ПЖУ**) производится с бермы методом сплава или протаскивания, включает в себя следующие работы:

- доставку на приобъектный склад обетонированных труб;
- проверку габаритных размеров траншеи;
- доставку на сварочный стенд с приобъектного склада и сварку обетонированных труб в двухтрубные звенья;
- монтаж первой плети параллельно спусковой дорожке;
- монтаж второй и последующих плетей на монтажной площадке, параллельно первой плети;
- проведение гидравлических испытаний плетей трубопровода;
- изоляцию стыков;
- монтаж плетей и протягивание трубопровода.

До начала производства работ по балластировке с применением **УБОм** (железобетонные охватывающего типа) необходимо:

- уширить траншею в местах расположения групп утяжелителей одноковшовым экскаватором;
- уложить трубопровод в траншею нужных размеров;

- спланировать места для автокрана или крана-трубоукладчика для монтажа групп;
- утяжелителей на трубопровод;
- создать необходимый запас утяжелителей;
- выполнить раскладку утяжелителей в местах их навески; провести сборку утяжелителей;
- провести разметку (установить вешки) мест установки утяжелителей.

Навешивание утяжелителей на трубопровод:

- установка трапа – мостика;
- установка защитных ковриков;
- установка собранных утяжелителей на трубопровод.

Перед навеской утяжелителей на трубопровод под соединительные пояса укладывают коврики из двух слоев защитной обертки шириной 500 мм. Длина коврика должна обеспечить свисание его концов на 200 мм с обеих сторон ниже горизонтального диаметра трубопровода.

**УБКм (железобетонные утяжелители клиновидные)** до начала производства работ по балластировке необходимо:

- уложить трубопровод в траншею нужных размеров;
- спланировать места для автокрана или крана-трубоукладчика для монтажа групп утяжелителей на трубопровод;
- создать необходимый запас утяжелителей; в нужном месте.
- выполнить раскладку утяжелителей в местах их навески.

Навешивание утяжелителей на трубопровод производится с помощью специальных траверс.

Перед навеской утяжелителей на трубопровод, если внутренняя поверхность утяжелителя при поставке с завода-изготовителя не имеет защитных ковриков, в местах установки утяжелителя следует укладывать предохранительный коврик из ГСМ. Толщина коврика не менее 3 мм, длина коврика должна обеспечивать свисание концов на 200 мм ниже горизонтальной осевой плоскости трубопровода, а по ширине коврик должен выступать по 200

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



мм за торцевые грани утяжелителя. Для повышения технологичности монтажа в обводненной траншее коврик следует наклеивать на опорные участки утяжелителя шириной не менее 500 мм с каждой стороны.

### **УБГ (железобетонный утяжелитель охватывающего типа)**

Установка утяжелителей производится в следующем порядке:

- спланировать места для автокрана или крана-трубоукладчика для монтажа утяжелителей;
- создать запас утяжелителей;
- выполнить раскладку утяжелителей;
- провести разметку мест расстановки утяжелителей (расставить вешки);
- установить утяжелитель в траншею;
- укладка трубопровода в траншею с утяжелителями;
- закрепление соединительных поясов;
- засыпка траншеи.

### **ВАУ-1 (винтовое анкерное устройство)**

Устанавливают на уложенный на проектные отметки трубопровод в основном в летний период.

Допускается установка зимой – сразу после разработки траншеи при этом выполняется комплекс мероприятий, обеспечивающий сохранность изоляции.

Устанавливают с помощью установки ВАГ. Установка происходит в два этапа:

Подготовительный:

- доставка отбраковка комплектов на трассу, проверка ширины дна траншеи;
- определение мест расстановки анкерных устройств;
- раскладку комплектов вдоль трассы трубопровода;
- удаление воды из траншеи.

Технология работ по монтажу анкерных устройств включает:

- завинчивание анкеров в грунт;

- укладку на трубопровод изолирующей прокладки, футеровочного мата и силового пояса;
- монтаж силового пояса с последующим креплением к штангам анкеров;
- изоляцию мест крепления силового пояса;
- приведение анкеров в рабочее состояние;
- засыпку траншеи.

### **ПКБУ (полимерно-контейнерные балластирующие устройства)**

Устанавливается в два этапа:

Подготовительный:

- планировка, а в случае необходимости усиление строительной полосы в пределах работы колонны;
- произвести развозку ПКБУ вдоль трассы;
- провести укрупненную сборку ПКБУ по четыре комплекта каждого;
- получить разрешение технадзора после проверки качества сборки комплектов ПКБУ в группы;

Основной:

- сборка ПКБУ производится по инструкции, представляемой производителем;
- группы утяжелителей, состоящих из 4-х комплектов стропят в 4-х местах и навешивают на трубопровод одним подъемом крана;
- засыпка траншеи.

### **КТ (контейнер текстильный)**

Установка производится в два этапа:

Подготовительный:

- планировка, а в случае необходимости усиление строительной полосы в пределах работы колонны;
- мероприятия по частичному удалению воды из траншеи;
- развозка утяжелителей вдоль трассы трубопровода.

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предусмотреть групповое складирование утяжелителей в специально предусмотренных местах;

Основной:

- заполнение контейнеров грунтом;
- транспортировку утяжелителей, заполненных грунтом к местам установки;
- установка утяжелителей на трубопровод.

Засыпку траншеи грунтом в местах расположения КТ, при заполненной водой траншее, следует в начале производить одноковшовым экскаватором. Применять бульдозер следует только для завершения засыпки траншеи на участках между утяжелителями и формирования валика [34].

## 1.2 Общие сведения о обетонированной трубе

Обетонированная труба является наиболее надежным и тоже время перспективным способ баллаستировки трубопроводов при переходе через водные преграды. Обетонирование трубы производят путем нанесения на предварительно изолированную трубу бетонное балластное покрытие или заполнении бетоном пространства между трубопроводом и внешним кожухом (конструкция типа «труба в трубе»).

Трубы с бетонным балластным покрытием нашли широкое применение на переходах через заболоченные места, реки и озера, а также на участках морских переходов. Из перечисленных условий наиболее щадящие условия эксплуатации обетонированного трубопровода в заболоченной местности, где основной задачей балластного слоя является обеспечение устойчивого высотного положения [22].

Наиболее распространенным условием эксплуатации балластированного трубопровода считаются участки речных и морских переходов, в таких условиях к балластирующей функции бетона добавляется защитная. Здесь за счет дополнительного защитного свойства сплошного бетонного покрытия обеспечивается целостность стального трубопровода при возможных

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воздействиях на него якорей речных судов, барж, тралов рыболовных судов, паромов, ледовых перемещений, волн и течений. Данный вид балластировки следует рассматривать и как мощное дополнительное защитное покрытие, которое принимает на себя все внешние воздействия, и тем самым повешающее надёжность морских подводных трубопроводов и труб, укладываемых в водонасыщенных грунтах. Помимо вышесказанного дополнительного защитного свойства, обетонированная труба имеет ряд других преимуществ перед традиционными способами балластировки: отсутствие необходимости в защите антикоррозионной изоляции деревянной футеровкой; отсутствие смещения балластного покрытия при протаскивании; полное отсутствие рисков потери балластирующей способности; сокращение трудозатрат на изоляцию труб и монтаж грузов непосредственно на строительстве. Кроме того, балластное покрытие является защитой изоляции от возможного ее повреждения при укладке и эксплуатации подводного трубопровода.

### **1.2.1 Утяжеление трубопровода с помощью обетонирования**

В настоящее время общие требования ко всем бетонам, а также бетонным смесям следующие: бетонные смеси должны до затвердевания легко перемешиваться, укладываться, транспортироваться, не расслаиваться; скорость твердения бетонов должна соответствовать заданным срокам распалубки и ввода конструкции в эксплуатацию; стоимость бетона и расход цемента должны быть минимальными.

Бетон должен удовлетворять следующим требованиям [23, 19]:

- минимальная объемная плотность после затвердевания – 2200 кг/м<sup>3</sup>;
- водопоглощение не превышает 5%;
- долговечность при эксплуатационной температуре равна сроку службы подводного трубопровода;
- минимальная прочность на сжатие через месяц после затвердевания – 40 МПа.

Для обетонирования трубы используют различные виды бетона. Они делятся по виду главного составляющего бетона: цементные, силикатные, шлакощелочные, гипсовые, полимерцементные и специальные.

Цементный бетон наиболее широко применяют в строительстве по сравнению с другими бетонами, такой бетон приготавливают на различных цементах. Среди них основное место занимают бетоны на цементе (портландцемент) и его разновидностях (около 65% от общего объема производства), успешно используют бетоны на шлакопортландцементе (20...25%) и пуццолановом цементе.

В случае, когда бетонный слой наносится на трубу способом набрызга (торкетирование), готовится смесь из цемента и песка двух видов. Состав сухой смеси для набрызг-бетона (% по массе): цемента и песка – 54-58, наполнителя с размерами зёрен от 5 до 10 мм – 24-27, то же от 10 до 20-25 мм – 18-19. На 1 м<sup>3</sup> сухой смеси в зависимости от требуемой марки расходуется от 250 до 350 кг цемента при водоцементном отношении от 0,35 до 0,45. Набрызг-бетон обладает более высокими, по сравнению с обычным бетоном, прочностными свойствами (в 2,75 раза на сжатие, в 1,5 раза на растяжение). Сцепление покрытия с породой – 1,5-2,5, с бетоном – 1-1,8, с арматурой – 2,5-4,5 МПа.

Для обетонирования труб в России используется тяжёлый бетон В 15 П4 F 100 W 4. К заполнителям для тяжёлых бетонов предъявляются специальные требования по гранулометрическому составу и чистоте. Окончательный состав определяется строительной лабораторией. В качестве мелких заполнителей для бетонов используют природный песок и песок из отсевов дробления и их смеси. Требуемая подвижность бетонной смеси, обеспечивающая её удобоукладываемость, определяется способом уплотнения смеси. Рекомендуются мелкозернистые (среднезернистые) литые смеси с подвижностью по осадке конуса 15 см [37]. Необходимая подвижность бетонных смесей достигается применением суперпластификаторов (типа С-3, ЛСТМ, Лигнопан Б-1, Б-2, Б-3 в количестве 0,2-0,5% от массы цемента). Уплотнение

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

может производиться внутренними (глубинными) компактными вибраторами или «штыкованием».

При транспортировке и хранении стабильного конденсата должны быть предусмотрены меры, исключающие попадание его в системы бытовой и ливневой канализации, а также в открытые водоемы и почву. Места возможных разливов конденсата должны иметь обваловку и систему специального дренажа. Предупреждение и ликвидацию аварийных ситуаций, связанных с разливом конденсата, осуществлять в соответствии с планом ликвидации аварийных разливов стабильного конденсата.

### **1.2.2 Способы обетонирования трубопроводов**

В настоящее время в ОАО «Газпром» определены четыре способа нанесения бетонного покрытия с выполнением армирования в виде металлической сетки или арматурного каркаса:

- набрызг (торкетирование);
- набивка (прессование);
- закачка под давлением;
- с применением скользящей опалубки.

Наиболее распространенным способом нанесения бетонного покрытия на трубы большого диаметра является набрызг (торкетирование). Максимальная толщина слоя достигает до 230 мм при котором обеспечивается высокий уровень механической защиты.

Торкетирование – это процесс нанесения на покрываемую поверхность слоев цементного раствора струей сжатого воздуха. Установка для набрызга состоит из цемент-пушки; шлангов для подачи воздуха, воды и сухой смеси цемента и инертного заполнителя. На трубы, диаметром до 529 мм. Торкрет-бетон наносят в два этапа. Сначала покрывают верхнюю половину труб, а после выдержки бетона в течение 1-2 суток трубу (или секции труб) переворачивают и торкретируют остальную часть. Торкрет-бетон выдерживают до момента укладки не менее 5-7 сут. В сухую погоду при выдержке в течение 5-7 сут.

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

торкрет-бетон через определенное время увлажняют водой. Трубы большого диаметра торкретируют в несколько этапов. Сначала покрывают боковые поверхности, затем верхнюю часть труб. После 1-2 сут. трубопровод (или секции труб) переворачивают и торкретируют оставшуюся часть. Бетонное покрытие обычно устраивают армированным, в качестве арматуры используют металлическую сетку [19, 28].

Способ торкретирования имеет существенные недостатки. Послойное нанесение бетона и поворачивание бетонируемой секции трубопровода требуют значительных затрат труда, механизмов и времени.

Метод нанесения утяжеляющего бетонного покрытия под давлением является основными, часто применяется в проектах сооружения магистральных трубопроводов, реализация которых требует быстрой мобилизации. Данный метод применяется для любых диаметров труб, бетонное покрытие можно наносить различной толщины и различного удельного веса.

Технология бетонирования трубы под давлением заключается в том, что бетон наносится на изоляционное покрытие, что позволяет выбрать необходимую толщину бетона, не ставя под угрозу долгосрочную защиту коррозии [28].

Покрытие наносится в широком диапазоне удельных весов и толщин, это позволяет оптимизировать отрицательную плавучесть и минимизировать стоимость.

Технология нанесения балластного покрытия на поверхность трубы для подводного трубопровода, с применением скользящей опалубки, состоит в том, что, трубу поднимают в вертикальное положение путём поворота подъёмного механизма вокруг горизонтальной оси и устанавливают её в удерживающей рамной конструкции, размещают кольцевую форму вокруг наружной поверхности трубы с образованием кольцевого пространства, подают в него от узла приготовления готовую бетонную смесь и по мере затвердевания бетона перемещают кольцевую форму вверх вдоль трубы. Однако данный способ требует для своего осуществления применения сложного громоздкого и

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

дорогостоящего оборудования и не позволяет достигнуть высокой производительности, поскольку процесс нанесения покрытия с учётом необходимого времени схватывания жидкой бетонной смеси протекает достаточно медленно. Контроль качества полученных на этой установке труб должен показать, что бетонная оболочка по всей длине трубы отвечает проектным требованиям (поверхность бетона ровная, без раковин и трещин, изоляция не нарушена). Трубы, снабжённые балластным покрытием с использованием данного способа, подвержены воздействию внешних разрушающих факторов при транспортировке и эксплуатации.

### **1.2.3 Хранение и транспортировка обетонированных труб к месту строительства трубопровода. погрузочно-разгрузочные работы**

Хранение и транспортировка обетонированных труб должны осуществляться в соответствии с СП 86.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [31]. Для погрузки и разгрузки труб кранами и трубоукладчиками следует применять траверсы, мягкие канаты и мягкие полотенца; погрузка и разгрузка труб увеличенной длины должны производиться с применением специальной оснастки. Перекатку труб и трубных секций разрешается производить только по лагам. Выбор вида транспорта и транспортных средств для перевозки труб и трубных секций следует производить с учётом результатов технико-экономических расчётов в зависимости от объёма грузов, дальности перевозок, времени года и местных условий. Транспортные средства должны быть оборудованы устройствами, обеспечивающими сохранность как самих труб (секций, трубной арматуры), так и покрытий, нанесённых на них. Перемещение труб и трубных секций волоком запрещается. Доставка секций и труб должна осуществляться на транспортных средствах (платформах), исключающих возникновение изгибающих нагрузок на тело трубы. При невозможности доставки труб и трубных секций автомобильными транспортными средствами непосредственно к месту монтажных работ на трассе следует предусматривать промежуточные пункты

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



перегрузки трубных секций на гусеничные транспортные средства. Места размещения пунктов надо выбирать с учётом устройства разворотов транспортных средств и двустороннего проезда. Пункты перегрузки должны быть обеспечены погрузочно-разгрузочными средствами. Начиная с 2004 г. отгрузка продукции предприятий железнодорожным транспортом должна осуществляться в соответствии с требованиями Технических условий размещения и крепления грузов в вагонах и контейнерах, утверждённых МПС России 27 мая 2003 г. № ЦМ-ТУ и выпущенных взамен Технических условий погрузки и крепления грузов, МПС, 1990 г. Перевозка труб автомобильным транспортом (МАЗ, КАМАЗ, ЗИЛ, МАН) осуществляется в соответствии с «Общими требованиями к перевозке грузов автотранспортом» [21] и сводом правил «Сооружение магистральных газопроводов» [33].

Доставка труб и фасонных частей трубопроводов с покрытием осуществляется железнодорожным, автомобильным транспортом, оборудованным специальными приспособлениями, исключающими перемещение труб и повреждения покрытия. Трубы (секции) с теплоизоляцией должны перевозить на транспортных средствах со специальным оборудованием, позволяющим избежать повреждения теплоизоляции. При выполнении погрузочно-разгрузочных работ с обетонированными трубами следует применять торцевые захваты специальной конструкции, снижающие давление на кромки труб, коники трубопроводов необходимо оборудовать мягкими подкладками во избежание повреждения покрытия от его острых металлических выступов. Запрещается использование незащищённых стальных канатов в качестве такелажных средств. Штабелирование обетонированных труб диаметром до 720 мм производят в 4 яруса, а свыше 720 мм – в 3 яруса. В настоящее время предложен новый способ складирования. В качестве «подушки», требуемой по правилам складирования и хранения, и исключения повреждений полимерной оболочки можно использовать резиновую крошку. Вывоз труб осуществлялся судами типа «Волго-Балт», «Амур», «Сормовец» компаний «Онега Шиппинг» и «Северное речное пароходство». В конце 2005 –

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

начале 2006 года подразделения и специалисты порта провели значительную работу для исключения повреждения ценного груза и повышения безопасности работников порта при проведении работ. Была разработана, одобрена заводом-изготовителем, специалистами ЦНИИМФа и внедрена технология складирования и крепления труб в штабеле в 6 ярусов, изготовлены и испытаны специальные грузозахватные приспособления. В качестве «подушки», требуемой по правилам складирования и хранения, и исключения повреждений полимерной оболочки использовалась резиновая крошка.

#### **1.2.4 Преимущества использования обетонированных труб**

Одним из условий надёжной работы трубопроводных систем является обеспечение устойчивого положения подземного трубопровода на проектных отметках. Этого позволяет достичь балластировка, самым надёжным способом которой является обетонирование – нанесение бетонного балластного покрытия на предварительно изолированную трубу. Опыт сооружения трубопроводов в северных и заболоченных районах показывает, что магистральные трубопроводы на балластируемых участках значительной протяжённости находятся выше проектных отметок и часто оголяются или всплывают со сбросом утяжелителей. По сведениям ВНИИСТа, основная причина – негативное влияние продольных и поперечных перемещений трубопроводов на работу утяжелителей трубопровода [4].

Обследование трасс показывает, что первоначально всплывают балластируемые участки на углах поворота оси трубопровода. В период следующего паводка, когда уровень воды превышает отметку средней образующей всплывшего ранее участка трубопровода, последний, повторно всплывая, увлекает за собой прилегающие подземные участки трубопровода, в результате длина всплывшего участка увеличивается. И в течение нескольких лет трубопровод может всплыть на протяжении всего обводнённого участка. При всплытии трубопровода возможно повреждение изоляционного покрытия трубопровода, а утяжелители могут повреждать изоляционное покрытие в

					Глава 1. Обзор литературы	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

местах их крепления. По современным требованиям, балластируемый трубопровод должен перемещаться вместе с утяжелителями без взаимных смещений, при этом не должно повреждаться изоляционное покрытие. Эти задачи призваны решить трубы с бетонным покрытием. Данный вид балластировки следует рассматривать и как мощное дополнительное защитное покрытие, повышающее надёжность морских подводных трубопроводов и труб, укладываемых в водонасыщенных грунтах. При поперечных подвижках трубопровода новый вид балластного покрытия должен иметь достаточный запас прочности конструкции и обтекаемую гладкую поверхность перемещаться практически без изменения своего пространственного положения относительно трубы, сохраняя балластирующую способность и препятствуя всплытию трубопровода. Балластировка труб бетонным слоем позволяет решить следующие задачи:

- равномерно распределить по длине трубы нагрузку утяжеления вместо циклической при использовании различного типа навесных утяжелителей;
- задать необходимое заглубление балластной трубы с нулевой выталкивающей силой и отрицательной плавучестью;
- снизить толщину стенки трубы;
- значительно повысить срок жизни и экологическую безопасность газо- и нефтепроводов за счёт дополнительной защиты оболочкой и бетоном, который одновременно является балластом;
- в случае необходимости обеспечить подогрев трубы;
- проводить балластировку фасонных частей трубопроводов (гнутых отводов, переходов и так далее).

## Глава 2. Объект и методы исследования

### 2.1 Краткая характеристика подводного перехода через реку Лена

В рамках программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснажения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона, ведется разработка газовых ресурсов восточных районов страны путем формирования новых центров газодобычи в этих регионах. Данная программа имеет Федеральное значение и является одним из приоритетных направлений газовой отрасли РФ. В рамках данной программы реализуется проект МГ «Сила Сибири». Объектом проектирования является комплекс сооружений, предназначенных для транспорта газа с Чаяндинского НГКМ и газоснажения регионов Дальневосточного федерального округа России. Объекты расположены в Дальневосточном федеральном округе России, Республика Саха (Якутия), Хабаровский край, Амурская область, Еврейская автономная область.

В административном отношении участок КС-1 – КС-6 магистрального газопровода «Сила Сибири» расположен в Республике Саха (Якутия) и Амурской области. В ортографическом отношении территория, по которой будет пролегать трасса газопровода, представляет собой горную страну, охватывающую Юго-Восточную окраину Сибирской платформы. В Юго-Восточную оконечность Сибирской платформы входят: Приленское, Предбайкальское, Предпатомское, Патомское, Березовское, Приалданское плато, Вилюйская равнина и Алданское нагорье [26].

Объектом анализа является подводный переход через реку Лена, расположенный на территории Республики Саха (Якутия), в районе г. Олёкминск.

					Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Саввин В.В.			Глава 2. Объект и методы исследования		
Руковод.		Шмурыгин В					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						36	116
					НИ ТПУ гр. 2БМ6Б		

Лена – главная река Якутии берет начало в горах на юге Сибири и прорезав ее всю с юга на север впадает в море Лаптевых. Длина реки – 4400 км, площадь бассейна – 2490000 км, общее падение реки 930 м. По характеру течения Лена делится на три участка: 1) от истока до устья Витима; 2) от устья Витима до места впадения Алдана; 3) от впадения Алдана до устья.

К среднему течению Лены относят ее отрезок между устьями рек Витима и Алдана, длиной 1415 км. Почти на всем этом участке Лена протекает в направлении, близком к широтному и, несколько не доходя до Якутска, резко поворачивает на север. Между Витимом и Олёкмой Лена не получает крупных притоков. Притоки Большой Патом справа и Нюя слева довольно долго текут среди густых лесов в скалистых берегах параллельно Лене, прежде чем соединяются с ней. Лена значительно увеличивается в размерах после впадения Олёкмы. Ниже устья Олёкмы до конца участка среднего течения Лена не имеет ни одного значительного притока, что, по-видимому, связано с геологическим строением этого района. Почти 600 км Лена течет в глубокой и узкой долине, врезанной в известняки. Склоны долины иногда отвесно падают к урезам воды. По водоносности Лена занимает второе место среди рек России, ее средний годовой расход воды в устье равен 15500 м<sup>3</sup>/сек. Проявление современных экзогенных процессов и их распространение вдоль трассы магистрального газопровода в значительной степени обусловлено геокриологическими особенностями района.

Протяжённость подводного перехода газопровода составляет:

- по основной нитке 1750 м;
- по резервной нитке – 1730 м.

Резервная нитка проложена параллельно основной. Продольные профили по основной и резервной нитками газопровода, были построены с учетом возможных русловых деформаций, а также с учетом рекомендаций Ленского Государственного Бассейнового Управления Водных Путей и Судоходства.

Для обозначения створа основной и резервной нитки подводного перехода магистрального газопровода установлены береговые информационные знаки

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

«Якорь не бросать», в соответствии с ГОСТ 26600-98 [15] и «Инструкцией по содержанию навигационного оборудования внутренних судоходных путей» [15]. Знаки установлены выше и ниже места перехода на расстоянии 100 м.

Проектные отметки верха забалластированного газопровода были приняты на 1,0 м ниже верхней границы алевроита в главном русле и на 0,5 м ниже линий прогнозируемого предельного размыва на береговых участках перехода.

При устройстве перехода через реку Лена были приняты обетонированные трубы 1420×32 с классом прочности К60 категории «В», изготовленные Выксунским металлургическим заводом. Толщина стенки труб равная 32 мм, была выбрана с учетом усилий, возникающих в трубопроводе при укладке его в подводные траншеи методом протаскивания.

На подводном переходе в качестве противокоррозионного защитного покрытие газопровода применяются отечественные материалы: праймер НК-50 ТУ 5775-001-01297859-94, лента полиэтиленовая Полилен 40-ЛИ-63 ТУ 2245-003-01297859-99 – два слоя, обертка защитная полиэтиленовая Полилен – ОБ, 40-ОБ-63 ТУ 2245-004-01297859-99 – два слоя.

Для защиты изоляции от механических повреждений применяется сплошная футеровка заизолированного газопровода полиамидной рейкой.

Строительство переходов через реку Лена выполняется траншейным методом, укладка трубопровода производится протаскиванием по дну с применением разгрузочных понтонов.

Укладка трубопроводов на подводных переходах способом протаскивания предусматривает следующие виды работ:

- подготовка плетей длиной, соответствующей размерам монтажной площадки и составу грузоподъемной техники;
- укладка трубопровода на спусковую дорожку;
- оснащение трубопровода оголовком, блоком, понтонами;
- установка лебедки ЛП 151, укладка в траншею трубы Ду 1420 обмотанную тросом на правом берегу, установка системы полиспаста;

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- прокладка троса по дну траншеи и закрепление его концами на приваренном к трубопроводу оголовке и на тяговом механизме;
- обследование водолазами состояния уложенного троса, обеспечение отсутствия препятствий для протаскивания, проверка готовности траншеи;
- проверка и подготовка понтонов для навески на протаскиваемый трубопровод;
- расстановка и опробование грузоподъемных механизмов вдоль первой плети трубопроводов в соответствии с расчетными точками подъема;
- опробование средств связи и утверждение системы сигналов при протаскивании;
- протаскивание первой плети  $L=130$  м, перекладка следующей плети в створ протаскивания, сварка стыка, контроль физическими методами, протаскивание двух плетей;
- снятие установленных на трубопровод понтонов и погружение трубопровода на дно траншеи;
- контроль положения уложенного в траншею трубопровода;
- демонтаж оборудования протаскивания.

При перемещении и укладке газопровода диаметром 1420 мм, при учете длины дюкера  $L=130$  м, должно использоваться 11 трубоукладчиков, соответствующих по грузоподъемности и моменту устойчивости, расстояние между трубоукладчиками составляет 11,5 м.

Климат в районе подводного перехода магистрального газопровода резко континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. Абсолютный минимум – минус  $61^{\circ}\text{C}$ , самая высокая температура плюс  $35^{\circ}\text{C}$ . В зимний период территорию охватывает мощный сибирский антициклон. Устойчивые морозы начинаются в третьей декаде октября и заканчиваются во второй декаде апреля. Значительные низкие температуры воздуха способствуют образованию островной многолетней мерзлоты.

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Многолетнемерзлые породы, в основном, распространены в долинах рек Лена, Амга, Алдан и под крупными озерами Сырдах, Мюрю и др. Мощность их в долинах рек от 100 до 500 м. Глубина сезонного оттаивания до 2 м, оттаивание начинается в начале мая после таяния снегов.

Снежный покров образуется в первой половине октября, и сохраняется в течение от 220 до 250 дней, то есть от 7 до 8 месяцев, высота его к концу зимы достигает от 60 до 90 см. Характерной особенностью снежного покрова является его небольшая плотность. Снег выпадает очень сухой и мало уплотняется в течение всей зимы. Средние даты начала и окончания санного пути с 23 октября по 1 мая.

Лето короткое и теплое, а иногда и жаркое, начинается с конца мая и продолжается до конца августа. Осень начинается с первыми заморозками в начале сентября и заканчивается во второй декаде октября, когда суточные температуры воздуха переходят через минус 5°C. Пасмурная погода сопровождается густыми туманами.

Рельеф слабоволнистый и холмисто-грядовый, абсолютные отметки высот от 400 до 490 м. Водоразделы плоские или округлые. Склоны в верхней и средней части пологие (от 3 до 5°) или средней крутизны (от 8 до 10°), в нижней части их крутизна увеличивается от 20 до 25°, иногда до крутых от 30 до 35°, и обрывистых.

По характеру почвенно-растительного покрова район подводного перехода магистрального газопровода относится к зоне редкостойной лиственничной тайги, в меньшей степени встречаются сосна, ель и береза. На болотах лес угнетенный, редкий.

Гидрография района перехода принадлежит бассейну реки Лена. Речные долины на равнинах и, особенно в низменностях широкие с пологими склонами и поймами. Озера преимущественно бессточные, пресные. Наиболее широкое распространение в пределах территории получили термокарстовые озера.

Питание реки Лена, в основном снеговое, доля его в годовом стоке составляет 50%. На дождевое питание приходится до 35%, а на грунтовое 15%.

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Весеннее половодье характеризуется быстрым и высоким подъёмом уровней и огромным расходом реки. Основной сток происходит в теплый период года, на долю зимнего стока приходится 9–11% от общего его годового объема.

Зимний режим отличается продолжительным ледоставом (первая половина ноября – вторая половина мая). Средняя толщина льда 79–129 см, среднемноголетняя – 97 см.

Ширина зеркала воды в межень (при уровне средней межени 86,3 м в Балтийской системе высот) составляет 1120 м. Ширина русла реки Лена между левым и правым коренными берегами составляет 1782 м. Вдоль левого коренного берега расположен песчаный остров (осередок) шириной около 700 м и максимальной высотой над уровнем средней межени – 2,4 м.

Максимальная глубина русла в межень составляет 10 м. Средние скорости течения на вертикалях по гидродинамической оси потока составляют: в межень – 0,8...1,0 м/с, в период паводка – 1,5...2,0 м/с. Поверхностные скорости течения в паводок могут достигать 2,5...3,0 м/с.

Правый берег с поверхности до глубины 2,5...5,0 м сложен песками мелкими и пылеватými мерзлыми (слой сезонного промерзания), ниже песками мелкими талыми. На приустьевом участке поверхности слой с песчаным заполнителем и отдельными валунами размером до 15 см, ниже суглинком плотным (алевритом) [26].

Левый берег с поверхности до глубины 2,5...3,0 м сложен суглинком буровато-серым твердомерзлым, ниже песками средней крупности твердомерзлыми. На этом берегу слой сезонного промерзания, начиная с приустьевом участка, смыкается с зоной вечномерзлых грунтов.

Расположенный вдоль левого берега остров (осередок) сложен песками средней крупности до глубины 2,5 м мерзлыми (слой сезонного промерзания), ниже – талыми. Остров с глубины от 8,6 до 11,6 подстилается суглинками плотными (алевролитами). По верхней границе алеврита слой галечника толщиной 0,3...0,6 м.

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Суглинками плотными (алевритами) покрытыми слоем песка, галечника – общей толщи от 0 до 1 м, сложен весь участок главного русла.

Линия возможного размыва главного русла за 30 лет эксплуатации газопровода определялась по верхней границе алеврита.

## **2.2 Методы исследования**

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным газопроводам, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации.

Для обеспечения надежной и безопасной работы трубопровода в условиях заболоченных или обводненных грунтов применяют балластировку трубопровода. Балластировка трубопровода – это способ закрепления трубопроводов с помощью грузов или бетонированием.

Эффективность применения различных пригрузов для балластировки трубопроводов можно узнать с помощью моделирования напряженно-деформированного состояния участка трубопровода на подводном переходе. Наиболее качественно провести анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода можно в результате моделирования, реализованного в специальном программном комплексе Autodesk Inventor.

### **2.2.1 Программный комплекс Autodesk Inventor**

Autodesk Inventor – это семейство продуктов для машиностроительного и промышленного 3D-проектирования, включающее в себя средства моделирования, создания инструментальной оснастки и обмена проектными данными. Являясь основой технологии цифровых прототипов, Autodesk Inventor позволяет создавать изделия более высокого качества за меньшее время. Инструменты Inventor обеспечивают полный цикл проектирования и создания конструкторской документации:

1. 2D/3D-моделирование;

2. Создание изделий из листового материала и получение их разверток;

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Разработка электрических и трубопроводных систем;
4. Проектирование оснастки для литья пластмассовых изделий;
5. Динамическое моделирование;
6. Параметрический расчет напряженно-деформированного состояния деталей и сборок;
7. Визуализация изделий.

В Autodesk Inventor конструкторы фокусируют свое внимание на функциональных требованиях к проекту при формировании сложной трехмерной геометрии. Сокращение затрат времени на геометрические построения дает возможность уделять больше внимания творческой стороне проектов. Формируя цифровые прототипы, на которых исследуется поведение проектируемого изделия, конструкторы могут выявить потенциальные ошибки еще до того, как они проявились в производстве.

Inventor помогает конструкторам осознать преимущества цифровых прототипов, предоставляя им возможность использования готовых наработок в формате DWG при проектировании в трехмерной среде. Inventor поддерживает чтение и запись DWG – файлов без риска неточных преобразований. На основании имеющихся DWG – данных можно формировать трехмерные модели деталей. Inventor включает в себя инструменты для создания и документирования 3D разработок. Продукт обеспечивает беспрецедентную совместимость с конкурирующими приложениями, а это – большой плюс и важное условие для четкого взаимодействия с партнерами [40].

Возможности динамического анализа в Inventor позволяют получить полное представление о работе изделия в реальных условиях, что дает возможность избежать дорогостоящего и трудоемкого создания физических опытных образцов. Интеграция моделирования динамики с прочностным анализом позволяет испытывать компоненты под действием реальных нагрузок.

В продуктах семейства Autodesk Inventor пользователям предлагается обширный набор инструментов для создания цифровых прототипов, с помощью которых проверяется корректность форм и функционирования изделия.

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Модели деталей и изделий, создаваемые в Inventor, представляют собой их точные цифровые 3D прототипы, позволяющие всесторонне изучать поведение изделий по мере их разработки. Минимальная потребность в опытных образцах и возможность выявления ошибок на ранних стадиях проектирования позволяют сэкономить значительное количество времени и средств еще до запуска изделия в производство [40].

Прочностной анализ в Inventor позволяет оценить поведение деталей под нагрузкой с целью обеспечения достаточной прочности проектируемых изделий. Средства расчета на прочность тесно связаны со средствами динамического анализа. Для расчета напряжений используются данные, получаемые из динамической модели, что обеспечивает высокую точность проектирования. Встроенная функция анализа методом конечных элементов устраняет необходимость трансляции геометрической модели и позволяет производить расчеты проще, чем в специализированных приложениях. Полученные сведения о деформациях, максимальных и минимальных напряжениях и прочих важных характеристиках дают возможность проектирования деталей более высокого качества, удовлетворяющих всем требованиям по запасу прочности.

Важнейшим свойством программы Inventor является ее поддержка ГОСТ [12]. При установке Inventor необходимо выбрать стандарт ГОСТ по умолчанию. В этом случае мы получаем дополнительные возможности проектирования 3D – моделей с применением стандартизованных элементов, а также оформления чертежей по правилам ГОСТ 2.109-73 ЕСКД [10]. Для того чтобы применять элементы ГОСТ при проектировании 3D-сборок, необходимо установить Библиотеку ГОСТ компонентов. Библиотека стандартных деталей содержит стандарты деталей трубопроводной арматуры, металлопроката, подшипников, крепежа и др.

### 2.2.2 Метод конечных элементов

Сложность форм и габариты конструкций делают трудным осуществление натурного эксперимента. Благодаря развитию ЭВМ стало возможным моделирование сложных физических явлений.

Среди всех численных методов наиболее широкое распространение получил метод конечных элементов. Этот метод является самым эффективным и универсальным.

МКЭ на сегодняшний день является общепризнанным методом структурного анализа в целом ряде областей науки и техники. Для этого есть несколько причин:

- возможность задания локальных граничных условий;
- простая интерпретация вычислительных операций;
- геометрическая гибкость и применимость к широкому классу дифференциальных уравнений в частных производных;
- обеспечение единственности получаемого решения во всех точках рассматриваемой области;
- эффективность и экономичность при его машинной реализации по сравнению с другими методами;
- свойства материалов смежных элементов не должны быть обязательно одинаковыми. Это позволяет применять метод к телам, составленным из нескольких материалов;
- криволинейная область может быть аппроксимирована с помощью прямолинейных элементов или описана точно с помощью криволинейных элементов. Таким образом, методом можно пользоваться не только для областей с «хорошей» формой границы;
- размеры элементов могут быть переменными. Это позволяет укрупнить или измельчить сеть разбиения области на элементы, если в этом есть необходимость.

Стоит отметить, что метод конечных элементов, конечно, является приближенным численным методом, и тем самым имеет некоторую степень погрешности. Однако, в нем заложено большое количество параметров с помощью которых можно управлять степенью точности получаемых результатов (измельченность сетки, параметры нагружения и методов получения решения). Отдельным вопросом является степень адекватности решаемой математической модели ее физическому прототипу. Все это возлагается на плечи инженера-расчетчика, ответственность за результат несет только он. Но следует сказать, что МКЭ позволяет исследовать конструкции почти неограниченной степени сложности. В то время как это объективно невозможно с использованием аналитических методов [18].

Принцип МКЭ заключается в разбиении изучаемой области на элементарные подобласти конечных размеров (конечные элементы). В каждом таком элементе неизвестная функция аппроксимируется полиномом, степень которого меняется в зависимости от задачи, но остается обычно невысокой (от 1 до 6). Для каждого элемента аппроксимирующий полином определяется его коэффициентами. Коэффициенты могут быть определены значениями функции в частных точках, называемых узлами элемента. Если известна функция в каждом узле, то имеется возможность ее аппроксимации на всей области.

Для описания напряженного и деформированного состояния деформируемого тела, расчлененного на конечные элементы, матрицы жесткости для которых известны, необходимо все элементы объединить в единую систему, аппроксимирующую рассчитываемую, т.е. удовлетворить условиям статической и кинематической совместности для конструкции в целом. При этом следует учесть, что конструкция представлена совокупностью элементов, взаимодействующих в конечном числе узловых точек, а поэтому указанные условия необходимо установить для этих точек системы. Чаще всего, эти вопросы решаются на основе энергетических принципов механики деформируемых сред, исходя главным образом из того, что энергия системы равна сумме энергии, каждая из которых относится к соответствующему

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

конечному элементу. Пусть внешняя нагрузка в узлах системы представлена вектором столбцом

$$\{\bar{P}\} = \{\{\bar{P}\}^{(1)}\{\bar{P}\}^{(2)} \dots \{\bar{P}\}^{(k)} \dots \{\bar{P}\}^{(m)}\} \quad (2.1)$$

Под действием этой нагрузки узлы системы получают перемещения

$$\{\bar{q}\} = \{\{\bar{q}\}^{(1)}\{\bar{q}\}^{(2)} \dots \{\bar{q}\}^{(k)} \dots \{\bar{q}\}^{(m)}\} \quad (2.2)$$

На основании принципа возможных перемещений для системы, находящейся в положении равновесия,

$$\{\delta q\}^T \{P\} = \iiint_V \{\delta \varepsilon\}^T \{\sigma\} dV \quad (2.3)$$

Здесь интеграл по всему объему тела.

Заменив энергию, представленную интегралом в (2.3), суммой интегралов, взятых по всем  $m$  конечным элементам, получим

$$\{\delta \bar{q}\}^T \{\bar{P}\} = \sum_{i=1}^m \iiint_{V_i} \{\delta \varepsilon\}_i^T \{\sigma\}_i dV \quad (2.4)$$

Используем зависимость

$$\{\delta q\}_i^T \{R\}_i = \iiint_{V_i} \{\delta \varepsilon\}_i^T \{\sigma\}_i dV \quad (2.5)$$

И перепишем уравнение (2.4)

$$\{\delta \bar{q}\}^T \{\bar{P}\} = \sum_{i=1}^m \{\delta q\}_i^T \{R\}_i \quad (2.6)$$

Группируя в правой части выражения (2.6) те члены, вариации которых имеют одинаковые направления смещений в одних и тех же узлах, будем иметь

$$\sum_{i=1}^m \{\delta q\}_i^T \{R\}_i = \{\delta \bar{q}\}^T \{\bar{R}\} \quad (2.7)$$

где  $\{\bar{R}\} = \{\{\bar{R}\}^{(1)}\{\bar{R}\}^{(2)} \dots \{\bar{R}\}^{(k)} \dots \{\bar{R}\}^{(m)}\}$  – вектор полных внутренних узловых усилий для всей конструкции, вызванный перемещениями узлов ее дискретной модели. Причем

$$\{\bar{R}\}^{(k)} = \sum_{i \in k} \{R\}_i^{(k)} = \left\{ \sum_{i \in k} \{R\}_{1i}^{(k)} \sum_{i \in k} \{R\}_{2i}^{(k)} \dots \sum_{i \in k} \{R\}_{ri}^{(k)} \right\} \quad (2.8)$$

– вектор равнодействующей внутренних узловых усилий по  $i$ -м всем элементам, сходящимся в  $k$ -м узле.

Вектор-столбец  $\{\bar{R}\}$  представляет собой усилия, действующие со стороны узлов на конечные элементы. Очевидно, что на сами узлы со стороны элементов действуют усилия  $\{\bar{R}\}$ , т.е. реакции, вызванные перемещениями узлов системы и

являющиеся результатом действия внутренних усилий, приведенных к узловому воздействию.

Подставляя выражение (2.7) в уравнение (2.6) получим

$$\{\delta \bar{q}\}^T \{\bar{P}\} - \{\bar{R}\} = 0. \quad (2.9)$$

Чтобы от (2.9) перейти к уравнениям равновесия, необходимо либо положить, что в  $\{\delta \bar{q}\}$  нет нулевых членов, связанных с перемещением системы как жесткого целого, либо ввести в рассмотрение  $E_1$  с числом элементов по диагонали, равным порядку  $\{\bar{q}\}$ . При этом каждому компоненту вектора  $\{\bar{q}\}$  ставится в соответствие диагональный член матрицы  $E_1$ . Там, где компонент  $\{\bar{q}\}$  известен из кинематических условий задачи, диагональный элемент матрицы  $E_1$  примем равным нулю, а все остальные диагональные элементы положим равными единице. Тогда, если учесть, что возможные перемещения в узлах, где заданы кинематические условия, равны нулю, можно записать

$$\{\delta \bar{q}\} = E_1 \{\delta \bar{q}\}_*, \quad (2.10)$$

где  $\{\delta \bar{q}\}_*$  – вектор возможных перемещений в узлах системы по всем компонентам перемещений. Подставив выражение (2.10) в зависимость (2.9) получим

$$[E_1 \{\delta \bar{q}\}_*]^T \{\bar{P}\} - \{\bar{R}\} = 0.$$

Так как  $E_1^T = E_1$ , то  $\{\delta \bar{q}\}^T = \{\delta \bar{q}\}_*^T E_1$ . Отсюда учитывая, что  $\{\delta \bar{q}\}_* \neq 0$ , получим

$$E_1 \{\bar{P}\} - \{\bar{R}\} = 0. \quad (2.11)$$

Уравнение (2.11) является матричной формой условий равновесия всех сил, приложенным к узлам системы.

Между вектор-столбцом полных узловых реактивных усилий для всего тела  $\{\bar{R}\}$  и перемещением узлов  $\{\bar{q}\}$  существует связь

$$\{\bar{R}\} = [\bar{K}] \{\bar{q}\}, \quad (2.12)$$

где  $[\bar{K}]$  – матрица жесткости всей системы.



Матрицу  $[\bar{K}]$  можно получить с помощью известных матриц жесткости для отдельных элементов, если, например, представить в развернутой матричной форме вектор-столбец  $\{\bar{R}\}$

$$\{\bar{R}\} = \begin{Bmatrix} \{\bar{R}\}^{(1)} \\ \{\bar{R}\}^{(2)} \\ \vdots \\ \{\bar{R}\}^{(j)} \\ \vdots \\ \{\bar{R}\}^{(m)} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \sum_{ic1} \left( [K]_{i1}^{(1)} \{\bar{q}\}^{(1)} + \dots + [K]_{i1}^{(k)} \{\bar{q}\}^{(k)} + \dots + [K]_{i1}^{(m)} \{\bar{q}\}^{(m)} \right) \\ \sum_{ic2} \left( [K]_{i2}^{(1)} \{\bar{q}\}^{(1)} + \dots + [K]_{i2}^{(k)} \{\bar{q}\}^{(k)} + \dots + [K]_{i2}^{(m)} \{\bar{q}\}^{(m)} \right) \\ \vdots \\ \sum_{icj} \left( [K]_{ij}^{(1)} \{\bar{q}\}^{(1)} + \dots + [K]_{ij}^{(k)} \{\bar{q}\}^{(k)} + \dots + [K]_{ij}^{(m)} \{\bar{q}\}^{(m)} \right) \\ \vdots \\ \sum_{icm} \left( [K]_{im}^{(1)} \{\bar{q}\}^{(1)} + \dots + [K]_{im}^{(k)} \{\bar{q}\}^{(k)} + \dots + [K]_{im}^{(m)} \{\bar{q}\}^{(m)} \right) \end{Bmatrix} =$$

$$= \begin{bmatrix} \sum_{ic1} [K]_{i1}^{(1)} & \dots & \sum_{ic1} [K]_{i1}^{(k)} & \dots & \sum_{ic1} [K]_{i1}^{(m)} \\ \sum_{ic2} [K]_{i2}^{(1)} & \dots & \sum_{ic2} [K]_{i2}^{(k)} & \dots & \sum_{ic2} [K]_{i2}^{(m)} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \sum_{icj} [K]_{ij}^{(1)} & \dots & \sum_{icj} [K]_{ij}^{(k)} & \dots & \sum_{icj} [K]_{ij}^{(m)} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \sum_{icm} [K]_{im}^{(1)} & \dots & \sum_{icm} [K]_{im}^{(k)} & \dots & \sum_{icm} [K]_{im}^{(m)} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \{\bar{q}\}^{(1)} \\ \{\bar{q}\}^{(2)} \\ \vdots \\ \{\bar{q}\}^{(j)} \\ \vdots \\ \{\bar{q}\}^{(m)} \end{Bmatrix}. \quad (2.13)$$

Здесь индекс  $i \in j$  означает суммирование по всем  $i$ -ым элементам, сходящимся в узле  $j$ . Подматрица  $[K]_{ij}^k$  является блоком

$$[K]_{ij}^{(k)} = \iiint_{V_i} ([B]^{(j)})^T [D][B]^{(k)} dV = \left( \iiint_{V_i} ([B]^{(k)})^T [D][B]^{(j)} \right)^T dV \quad (2.14)$$

матрицы жесткости для  $i$ -го элемента, определяющим реакции в  $j$ -ом узле от единичных перемещений в  $k$ -ом узле. Причем, если  $i$ -ый элемент не содержит либо узла  $j$ , либо узла  $k$ , то подматрицу  $[K]_{ij}^k$  следует положить равной нулю. Таким образом, матрица жесткости для всей системы будет иметь вид

$$[\bar{K}] = \begin{bmatrix} [\bar{K}]_1^{(1)} \dots [\bar{K}]_1^{(k)} \dots [\bar{K}]_1^{(m)} \\ [\bar{K}]_2^{(1)} \dots [\bar{K}]_2^{(k)} \dots [\bar{K}]_2^{(m)} \\ \vdots \\ [\bar{K}]_j^{(1)} \dots [\bar{K}]_j^{(k)} \dots [\bar{K}]_j^{(m)} \\ \vdots \\ [\bar{K}]_m^{(1)} \dots [\bar{K}]_m^{(k)} \dots [\bar{K}]_m^{(m)} \end{bmatrix}, \quad (2.15)$$

где

$$[\bar{K}]_j^{(k)} = \sum_{i \in j} [K]_{ij}^{(k)}.$$

Подставляя теперь (2.12) в уравнение (2.11), получим разрешающее матричное уравнение МКЭ в форме метода перемещений

$$E_1 \{ [K] \{ \bar{q} \} - \{ \bar{P} \} \} = 0. \quad (2.16)$$

Заметим, что поскольку матрица  $E_1$ , содержащая нулевые строки, является особенной, она обращает матрицу системы линейных неоднородных алгебраических уравнений тоже в особенную. В силу этого выражение (2.16) следует рассматривать только как систему уравнений относительно искомым компонент перемещений без нулевых строк. Однако если заданные кинематический условия системы представить в виде

$$[E - E_1] \{ \bar{q} \} = E_2 \{ \bar{q} \}, \quad (2.17)$$

где  $E = E_1 + E_2$  – единичная матрица, то уравнение (2.16) можно записать следующим образом

$$E_1 [\bar{K}] [E_1 + E_2] \{ \bar{q} \} - E_1 \{ \bar{P} \} = 0.$$

Отсюда получим выражение

$$[E_2 + E_1 [\bar{K}] E_1] \{ \bar{q} \} = E_1 \{ \bar{P} \} - E_1 [\bar{K}] E_2 \{ \bar{q} \} + E_2 \{ \bar{q} \}, \quad (2.18)$$

в котором уже не содержится нулевых строк. При этом в правую часть уравнения (2.18) входят только известные компоненты перемещений системы  $E_2 \{ \bar{q} \}$ , в левую – все искомые компоненты вектора  $\{ \bar{q} \}$ . Поэтому уравнение (2.18)

следует рассматривать как систему уравнений относительно разыскиваемых компонент вектор-столбца узловых перемещений.

### Глава 3. Расчеты и аналитика

Напряженно-деформированное состояние любого несущего элемента линейной части газопровода определяется нагрузками, воздействующими на него. На подводные трубопроводы воздействуют постоянная распределенная нагрузка выталкивающей силы среды  $q_{\text{выт}}$  и нагрузка от применяемого пригруза  $q_{\text{приг}}$ , так же на трубопровод действует равномерно распределенная нагрузка от собственного веса участка трубопровода  $q_{\text{тр}}$ , так как мы рассматриваем жесткую заделку трубопровода.

На данном этапе приняты следующие допущения: учитываются только постоянные нагрузки, погодные условия и скорость течения реки не учитываются.

Расчетная схема представлена на рисунке 3.1. На схеме показаны действующие нагрузки на подводный трубопровод с пригрузом типа УЧК.

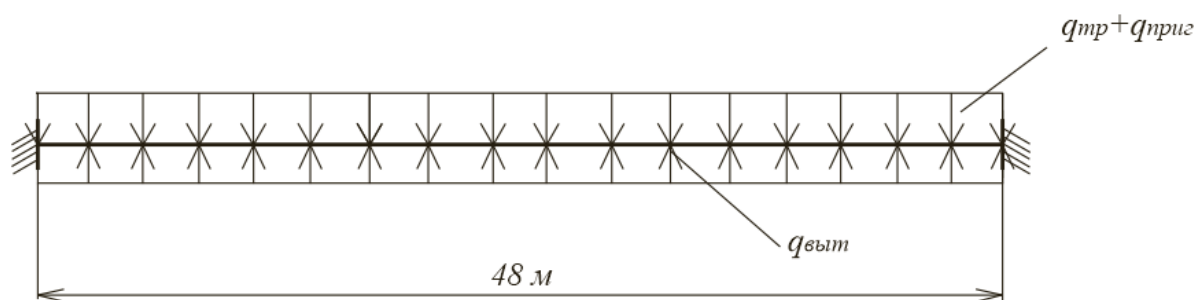


Рисунок 3.1 – Расчетная схема трубопровода с пригрузом типа УЧК

Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», выталкивающая сила водной среды  $q_{\text{выт}}$  приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяется по формуле (3.1) [31]:

$$q_{\text{выт}} = \pi \cdot \frac{D_{\text{н}}^2}{4} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \quad (3.1)$$

где  $D_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубопровода, м;

$\rho_{\text{в}}$  – плотность воды с учетом растворенных в ней солей,  $\text{кг/м}^3$  ;

Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Саввин В.В.				Глава 3. Расчеты и аналитика		
Руковод.	Шмурыгин В						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Бурков П.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						52	116
					НИ ТПУ гр. 2БМ6Б		

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;

$$q_{\text{выт}} = 3,14 \cdot \frac{1,420^2}{4} \cdot 1000 \cdot 9,8 = 15078,28 \text{ Н.}$$

Отсюда, выталкивающая сила водной среды  $q_{\text{выт}}$  для участка трубопровода длиной 1750 метров будет равна:  $15078,28 \times 1750 = 26386990 \text{ Н}$

Согласно СП 107-34-96 «Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках», нагрузка от собственного веса  $q_{\text{тр}}$  единицы длины трубопровода без перекачиваемого продукта определяется по формуле (3.2) [34]:

$$q_{\text{тр}} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{\text{ст}} \cdot g \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) \quad (3.2)$$

где  $D_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубопровода, м;

$D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$\rho_{\text{ст}}$  – плотность стали,  $\rho_{\text{ст}} = 7850 \text{ кг/м}^3$ ;

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$

$$q_{\text{тр}} = \frac{3,14}{4} \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot (1,420^2 - 1,384^2) = 5440,65 \text{ Н.}$$

Отсюда, нагрузка от собственного веса  $q_{\text{выт}}$  для участка трубопровода длиной 1750 метров будет равна:  $5440,65 \times 1750 = 9521137,5 \text{ Н}$





Параметры рассматриваемого газопровода приведены в таблице 3.1



Таблица 3.1 – Исходные данные

Наружный диаметр трубы, $D$ , м	1,420
Толщина стенки, $S$ , м	0,018
Длина участка трубопровода, $L$ , м	1750
Плотность воды, $\rho_{\text{воды}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000
Плотность стали, $\rho_{\text{ст}}$ , кг/м <sup>3</sup>	7850
Предел прочности стали, $\sigma_{\text{прочн.}}$ , Н/мм <sup>2</sup>	590
Предел текучести стали, $\sigma_{\text{текуч.}}$ , Н/мм <sup>2</sup>	480
Выталкивающая сила водной среды, $q_{\text{выт}}$ , Н	26386990
Нагрузка от собственного веса трубопровода, $q_{\text{тр}}$ , Н	9521137,5
Марка стали	13Г1С-У

Расчет производится с помощью трехмерного моделирования и решения пространственной задачи определения напряженно-деформированного состояния трубопровода в осложненных условиях прокладки на подводных переходах.

Задание: изучение поведения трубопровода на подводном переходе, исследование его напряженно-деформированного состояния и оценка его работоспособности.

В диалоговом окне «Открыть» выберите опцию  «Создать», откроется окно из которого необходимо выбрать «Стандартный» (мм).ipt , или необходимо кликнуть на главной панели на треугольник рядом с изображением  и выбрать пиктограмму «деталь» .

Нажмите на кнопку «Создать эскиз»  и с помощью кнопки  «Окружность» создайте эскиз и расставьте размеры, как показано на рисунке 3.2.

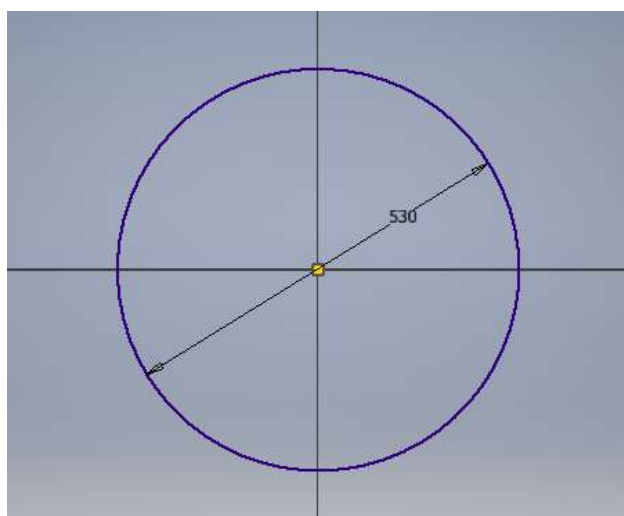



Рисунок 3.2 – Эскиз внешней образующей стенки

Далее с помощью кнопки  «Окружность» создайте эскиз внутренней образующей трубы, как показано на рисунке 3.3.

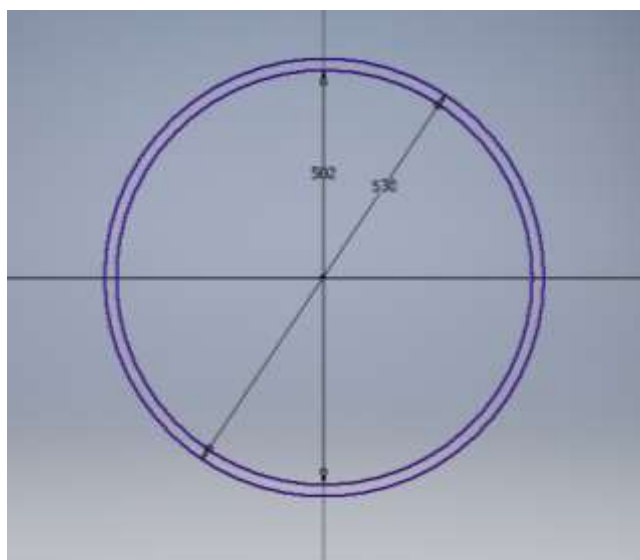


Рисунок 3.3 – Эскиз стенки трубопровода

					Глава 3. Расчеты и аналитика	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		


Для получения объемной фигуры используйте кнопку  «Выдавливание» и выберите полученный эскиз, в диалоговом окне укажите «Расстояние 48000 мм».



Рисунок 3.4 – Участок трубопровода длиной  $L=48$  м

Для изменения материала детали нажмите правой кнопкой мыши на название «детали» и выберите «Свойства Inventor». В вкладке «Физические» выбрать материал наиболее соответствующий исходным данным (Сталь, высокопрочная, низколегированная).

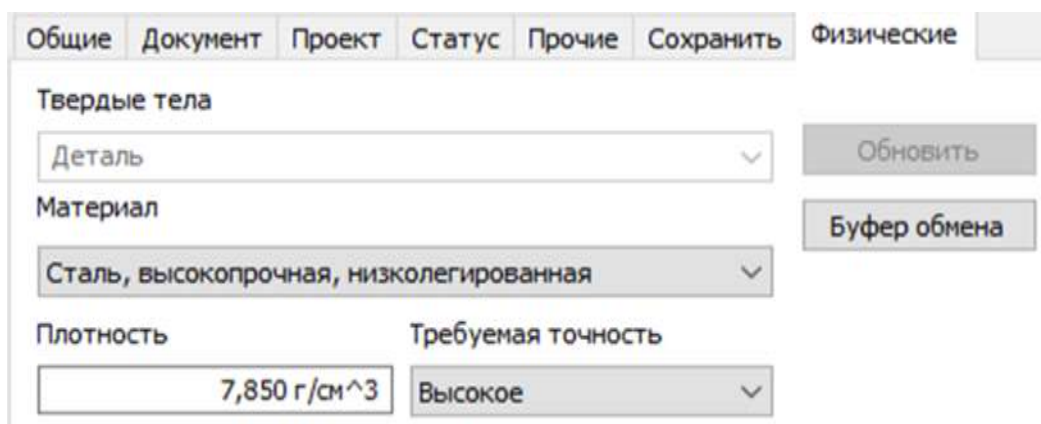






Рисунок 3.5 – Меню Свойства Inventor

Для анализа напряженно-деформированного состояния участка трубопровода используйте вкладку «Среды». Выбираем «меню»  «Анализ напряжений». Нажмите кнопку  «Создать моделирование». Для проверки правильности выбора материала детали используйте кнопку  «Назначить материал».

Для задания зависимостей в расчетах используйте кнопку  «Зависимость фиксации».

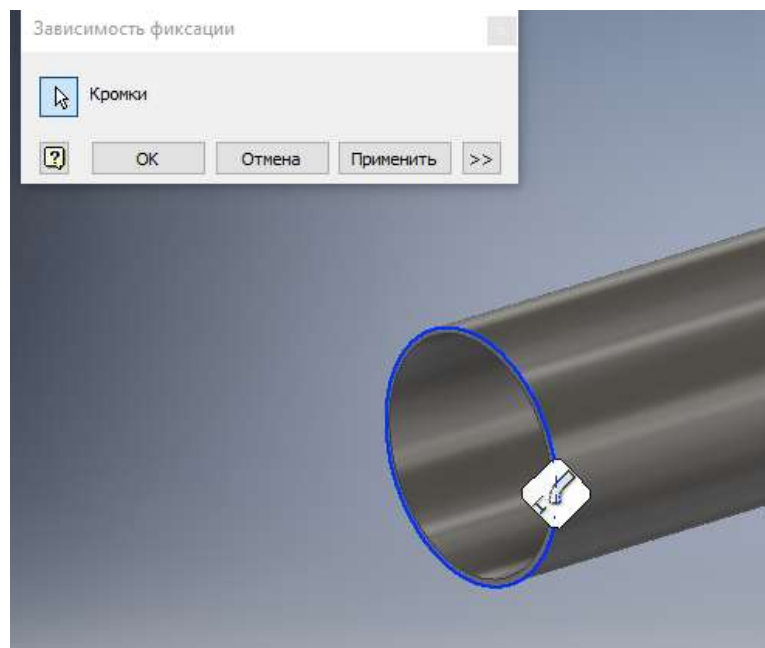



Рисунок 3.6 – Задание зависимостей

На панели  «Нагрузки» выберите «Сила». Положение силы укажите на поверхности «детали».

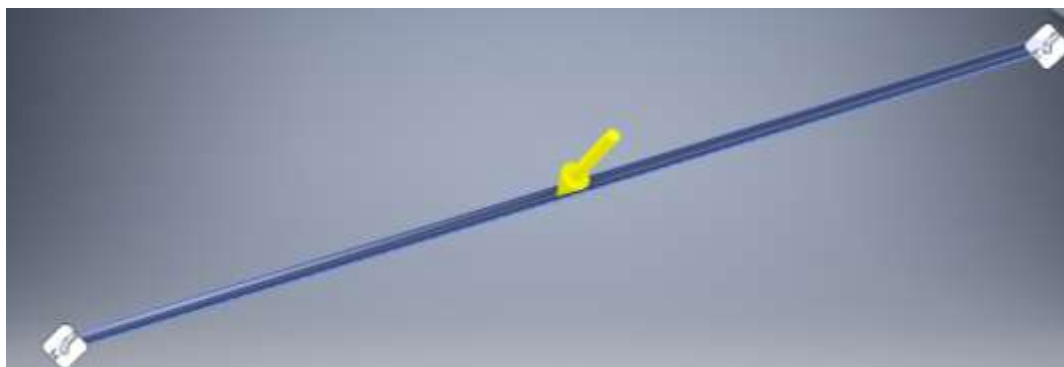


Рисунок 3.7 – Положение силы

Для направления силы поставьте галочку в поле «Использовать векторные компоненты». Введите точное значение силы (знак «минус» показывает обратное направление силы).




☒ Использовать векторные компоненты

$F_x$

$F_y$

$F_z$

Рисунок 3.8 – Меню Сила

На панели  «Нагрузки» выберите удаленная сила. Положение силы укажите на поверхности «детали».

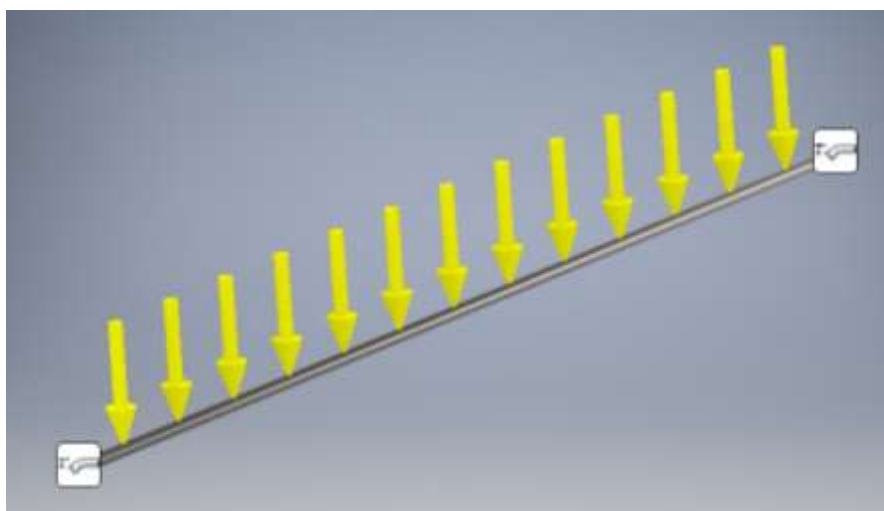


Рисунок 3.9 – Положение удаленных сил

Для направления силы поставьте галочку в поле «Использовать векторные компоненты». Введите точное значение силы (знак «минус» показывает обратное направление силы). И задаем координаты удаленной точки.

Рисунок 10 – Меню удаленных сил


Метод конечных элементов заключается в разделении объемного тела на конечное число фигур (тетраэдров). Для разделения нашей дели на тетраэдры нажмите кнопку  «Вид сетки» и настройте ее так, как показано на рис. 3.11.

Рисунок 3.11 – Настройка сетки

Для моделирования используйте кнопку  «Моделировать».

Результаты моделирования представлены на рисунках 3.12, 3.13 и 3.14.

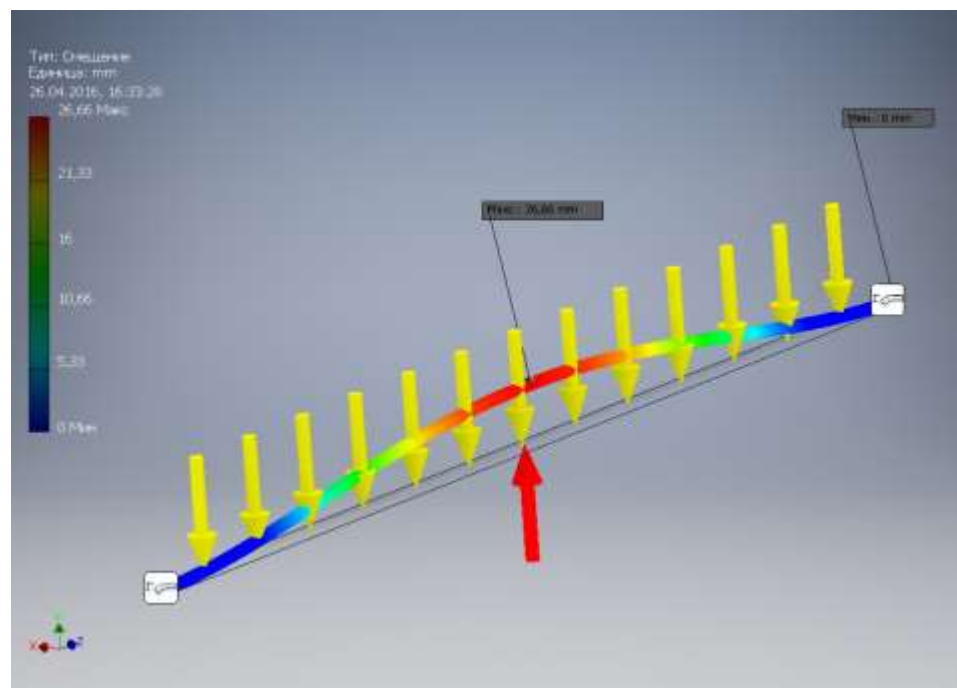


Рисунок 3.12 – Смещение

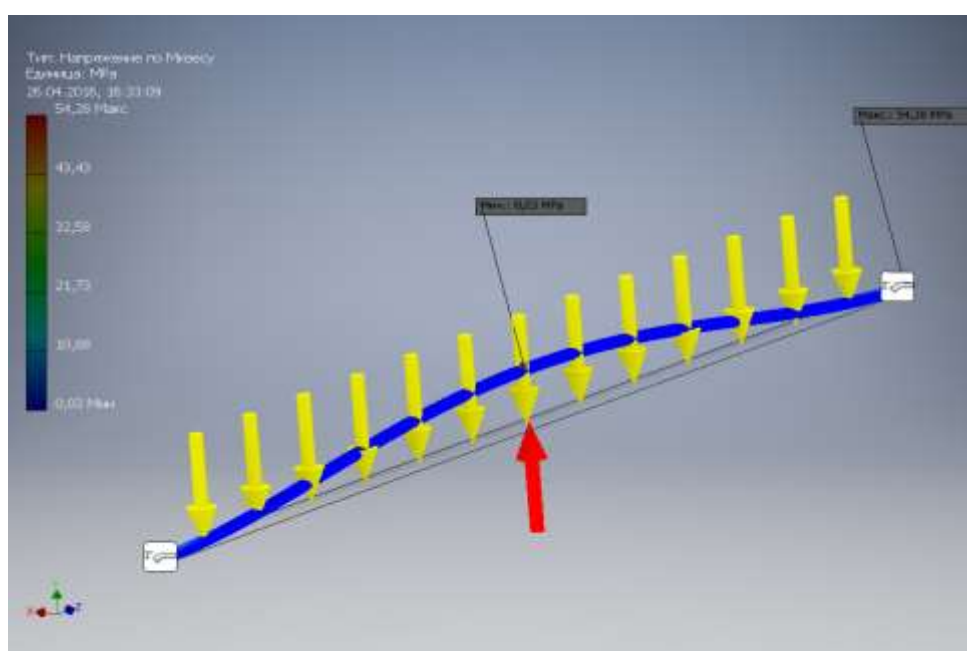


Рисунок 3.13 – Напряжение по Мизесу

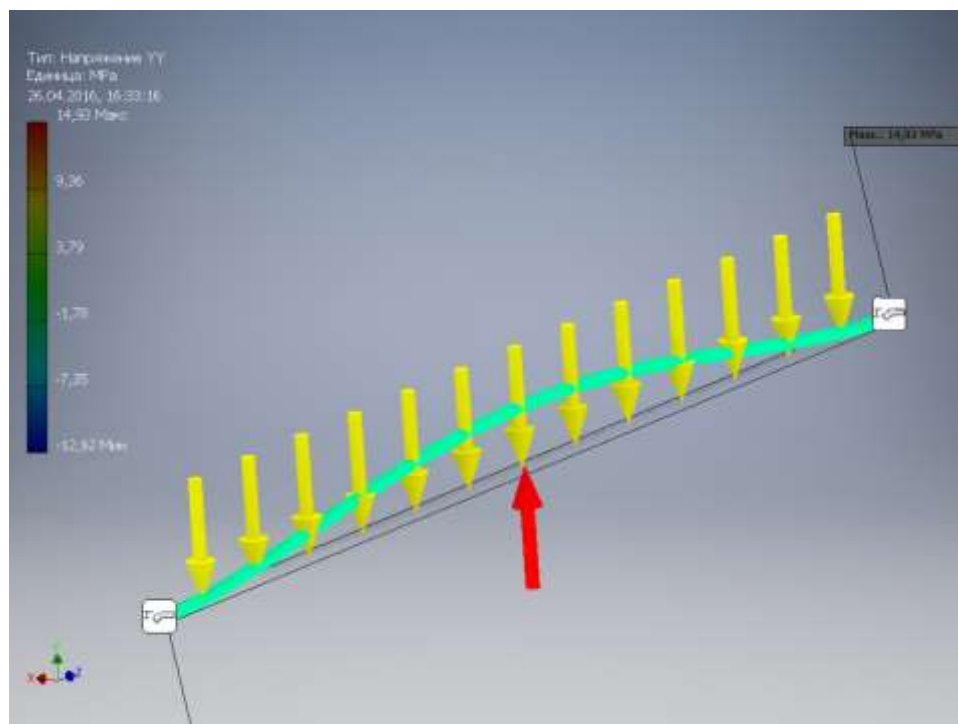


Рисунок 3.14 – Напряжение по оси YY

### Расчет трубопровода со сплошным обетонированием

На подводные трубопроводы со сплошным обетонированием воздействуют постоянная распределенная нагрузка выталкивающей силы среды  $q_{\text{выт}}$  и равномерно распределенная нагрузка от собственного веса участка трубопровода со сплошным обетонированием  $q_{\text{от}}$ , так как мы рассматриваем жесткую заделку трубопровода.

На данном этапе приняты следующие допущения: учитываются только постоянные нагрузки, погодные условия и скорость течения реки не учитываются.

Расчетная схема представлена на рисунке 3.15. На схеме показаны действующие нагрузки на подводный трубопровод со сплошным обетонированием.

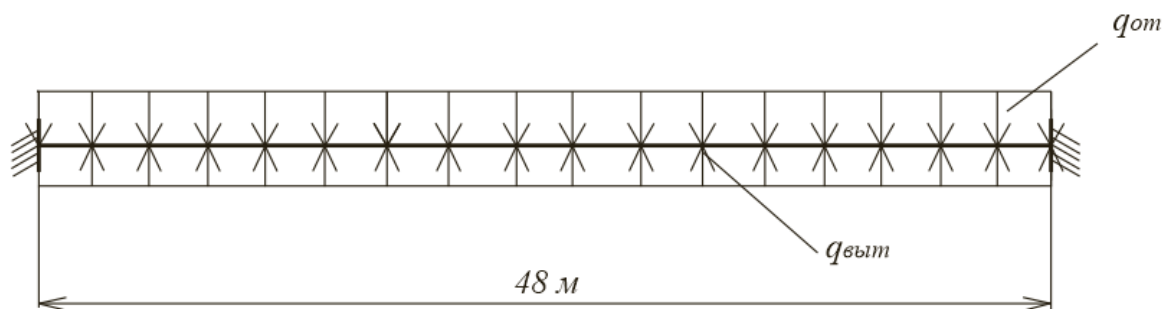


Рисунок 3.15 – Расчетная схема трубопровода со сплошным обетонированием

Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», выталкивающая сила водной среды  $q_{\text{выт}}$  приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяется по формуле (3.3) [31]:

$$q_{\text{выт}} = \pi \cdot \frac{D_n^2}{4} \cdot \rho_v \cdot g, \quad (3.3)$$

где  $D_n$  – наружный диаметр трубопровода, м;

$\rho_v$  – плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>.

$$q_{\text{выт}} = 3,14 \cdot \frac{1,540^2}{4} \cdot 1000 \cdot 9,8 = 18244,7 \text{ Н.}$$

Отсюда, выталкивающая сила водной среды  $q_{\text{выт}}$  для участка трубопровода длиной 1750 метров будет равна:  $18244,7 \times 1750 = 31928225$  Н

Согласно СП 107-34-96 «Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках» [14], нагрузка от собственного веса  $q_{\text{тр}}$  единицы длины трубопровода без перекачиваемого продукта определяется по формуле (3.4) [34]:

$$q_{\text{тр}} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{\text{ст}} \cdot g \cdot (D_n^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (3.4)$$

где  $D_n$  – наружный диаметр трубопровода, м;

$D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$\rho_{\text{ст}}$  – плотность стали,  $\rho_{\text{ст}} = 7850$  кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>.

$$q_{\text{тр}} = \frac{3,14}{4} \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot (1,420^2 - 1,384^2) = 6105,6 \text{ Н.}$$

Погонная масса бетонного покрытия  $q_б$  определяется по формуле (3.5):

$$q_б = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_б \cdot g \cdot (D_{\text{нб}}^2 - D_{\text{внб}}^2), \quad (3.5)$$

где  $D_{\text{нб}}$  – наружный диаметр бетонного слоя, м;  
 $D_{\text{внб}}$  – внутренний диаметр бетонного слоя, м;  
 $\rho_б$  – плотность бетона,  $\rho_б = 2500 \text{ кг/м}^3$ ;  
 $g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ .

$$q_б = \frac{3,14}{4} \cdot 2500 \cdot 9,81 \cdot (1,540^2 - 1,420^2) = 6838,35 \text{ Н.}$$

Погонная масса обетонированной трубы  $q_{\text{от}}$  определяется по формуле (3.6):

$$q_{\text{от}} = q_б + q_{\text{ст}}; \quad (3.6)$$

$$q_{\text{от}} = 6105,6 + 6838,35 = 12943,95 \text{ Н.}$$

Отсюда, нагрузка от веса обетонированной трубы  $q_{\text{от}}$  для участка трубопровода длиной 1750 метров будет равна:  $12943,95 \times 1750 = 22651912,5 \text{ Н.}$





Параметры рассматриваемого газопровода приведены в таблице 3.2.



Таблица 3.2 – Исходные данные

Наружный диаметр трубы, $D$ , м	1,420
Толщина стенки, $S$ , м	0,018
Толщина бетонного слоя, $s_б$ , м	0,6
Длина участка трубопровода, $L$ , м	1750
Плотность воды, $\rho_{\text{воды}}$ , $\text{кг/м}^3$	1000
Плотность стали, $\rho_{\text{ст}}$ , $\text{кг/м}^3$	7850
Плотность бетона, $\rho_б$ , $\text{кг/м}^3$	2500
Предел прочности стали, $\sigma_{\text{прочн.}}$ , $\text{Н/мм}^2$	590
Предел текучести стали, $\sigma_{\text{текуч.}}$ , $\text{Н/мм}^2$	480
Выталкивающая сила водной среды, $q_{\text{выт}}$ , Н	31928225
Нагрузка от веса обетонированной трубы, $q_{\text{от}}$ , Н	22651912,5
Марка стали	13Г1С-У

Расчет производится с помощью трехмерного моделирования и решения пространственной задачи определения напряженно-деформированного состояния трубопровода в осложненных условиях прокладки на подводных переходах.

Задание: изучение поведения трубопровода на подводном переходе, исследование его напряженно-деформированного состояния и оценка его работоспособности.

В диалоговом окне «Открыть» выберите опцию  «Создать», откроется окно из которого необходимо выбрать «Стандартный» (мм).ipt , или необходимо кликнуть на главной панели на треугольник рядом с изображением  и выбрать пиктограмму «деталь» .

Нажмите на кнопку «Создать эскиз»  и с помощью кнопки  «Окружность» создайте эскиз и расставьте размеры, как показано на рис. 3.16.

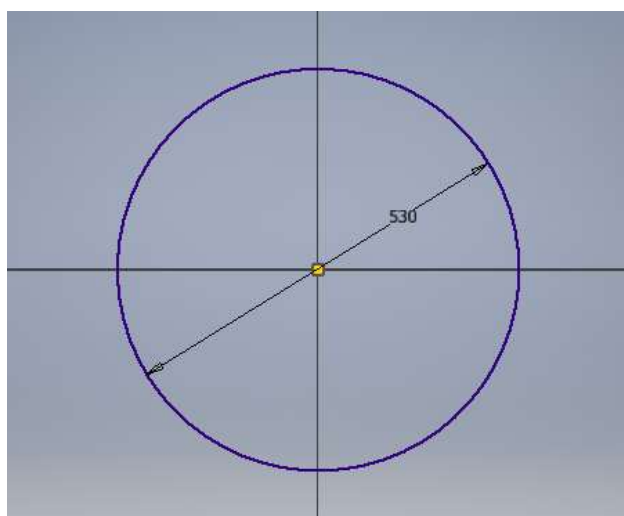



Рисунок 3.16 – Эскиз внешней образующей стенки

Далее с помощью кнопки  «Окружность» создайте эскиз внутренней образующей трубы, как показано на рисунке 3.17.

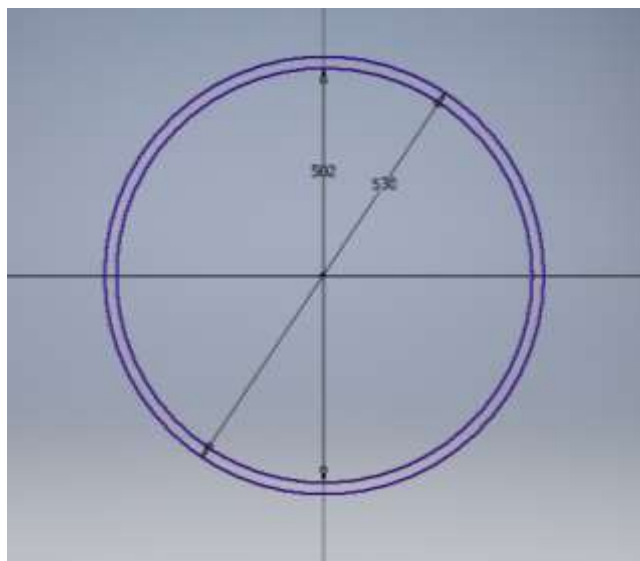


Рисунок 3.17 – Эскиз стенки трубопровода


Для получения объемной фигуры используйте кнопку  «Выдавливание» и выберите полученный эскиз, в диалоговом окне укажите «Расстояние 48000 мм».



Рисунок 3.18 – Участок трубопровода длиной  $L=48$  м

Для изменения материала детали нажмите правой кнопкой мыши на название детали и выберите Свойства Inventor. В вкладке Физические выбрать материал наиболее соответствующий исходным данным (Сталь, высокопрочная, низколегированная).

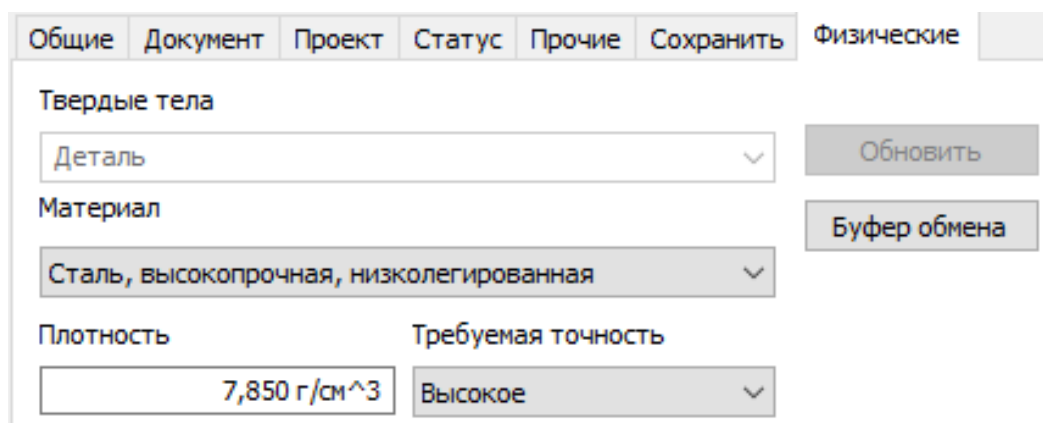






Рисунок 3.19 – Меню Свойства Inventor

Для анализа напряженно-деформированного состояния участка трубопровода используйте вкладку «Среды». Выбираем меню  «Анализ напряжений». Нажмите кнопку  «Создать моделирование». Для проверки правильности выбора материала детали используйте кнопку  «Назначить материал».



Для задания зависимостей в расчетах используйте кнопку  «Зависимость фиксации».

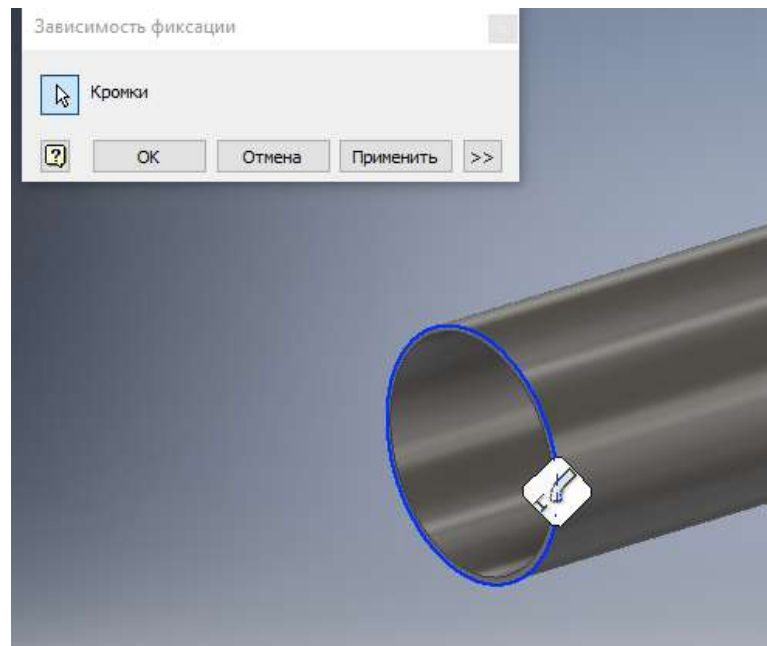



Рисунок 3.20 – Задание зависимостей

На панели  «Нагрузки» выберите «Сила». Положение силы укажите на поверхности детали.

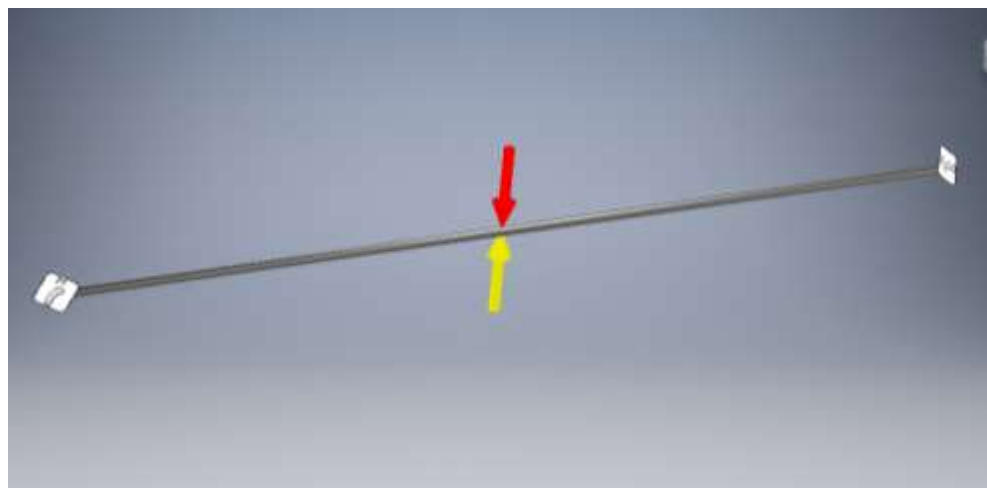


Рисунок 3.21 – Положение силы

Для направления силы поставьте галочку в поле «Использовать векторные компоненты». Введите точное значение силы (знак «минус» показывает обратное направление силы).

Величина

---


☒ Использовать векторные компоненты

Fx

Fy

Fz

☒ Отобразить символ

Масштаб  

Имя

Рисунок 3.22 – Меню Сила 1

Величина

---


☒ Использовать векторные компоненты

Fx

Fy


Fz

☒ Отобразить символ

Масштаб  

Имя

Рисунок 3.23 – Меню Сила 2

Метод конечных элементов заключается в разделении объемного тела на конечное число фигур (тетраэдров). Для разделения нашей дели на тетраэдры нажмите кнопку  «Вид сетки» и настройте ее так, как показано на рис. 3.24.

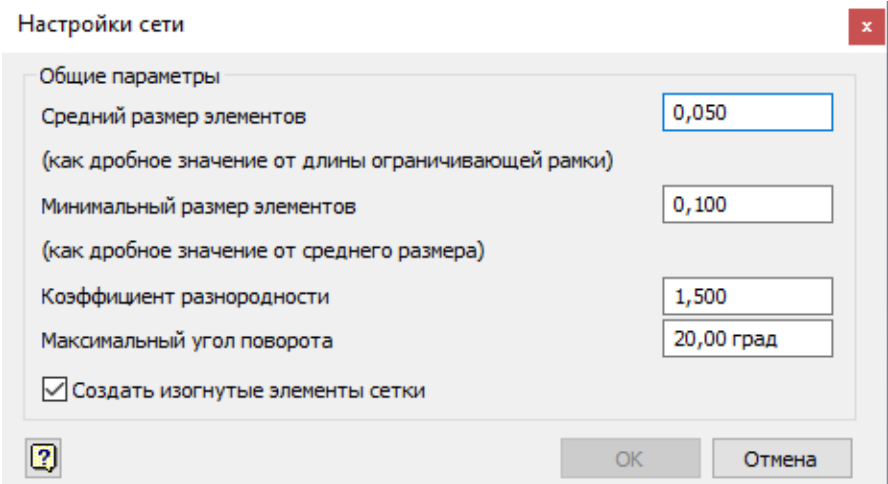



Рисунок 3.24 – Настройка сетки

Для моделирования используйте кнопку  «Моделировать». Результаты моделирования представлены на рисунках 3.25, 3.26 и 3.27.

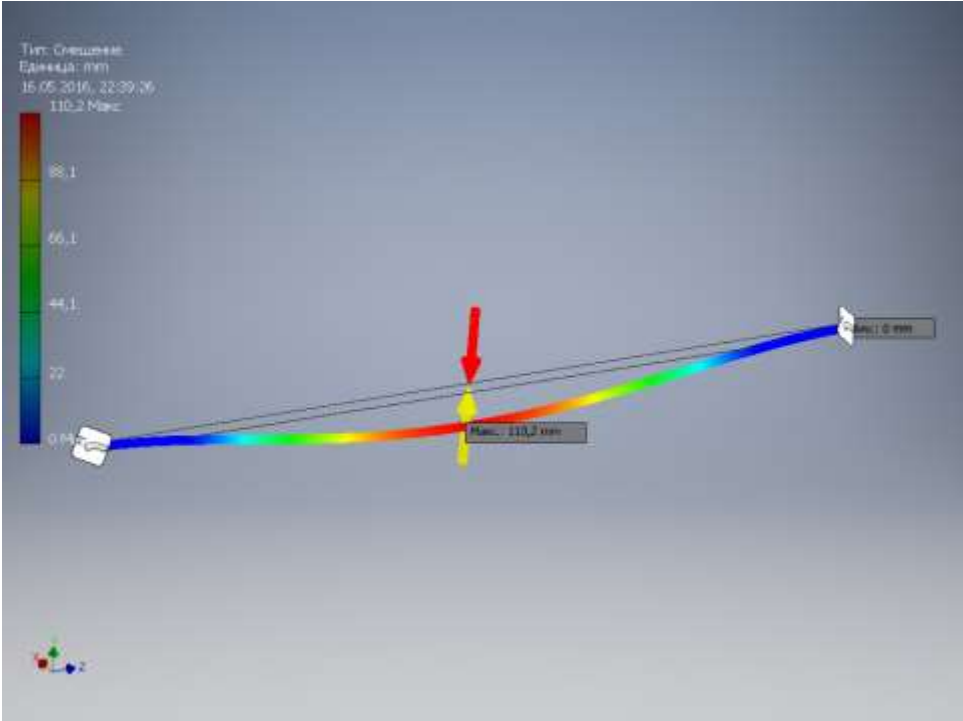


Рисунок 3.25 – Смещение

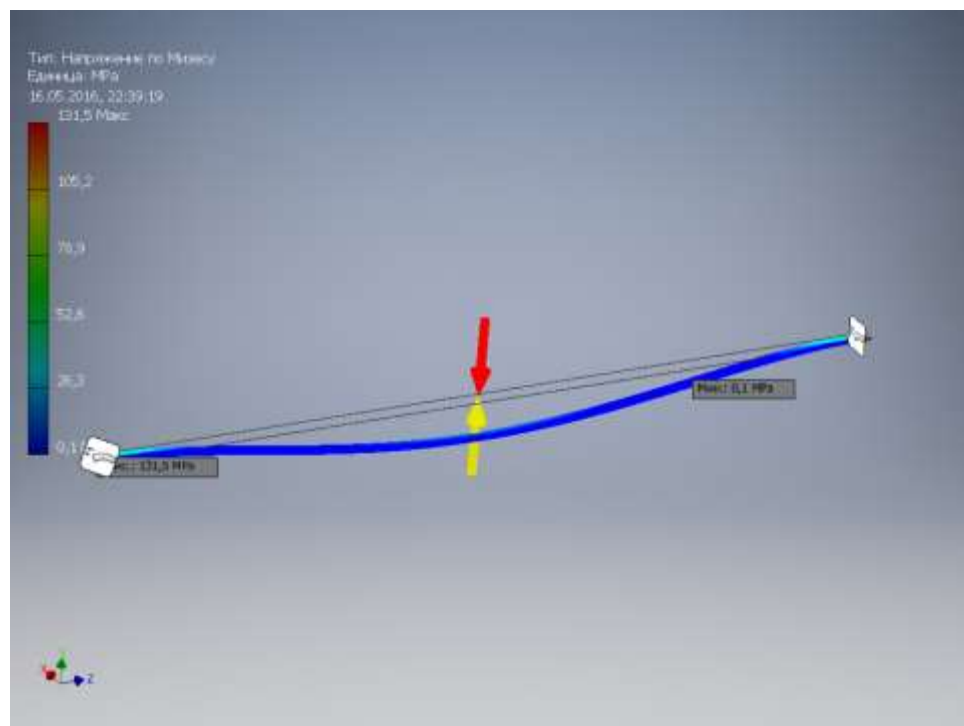


Рисунок 3.26 – Напряжение по Мизесу

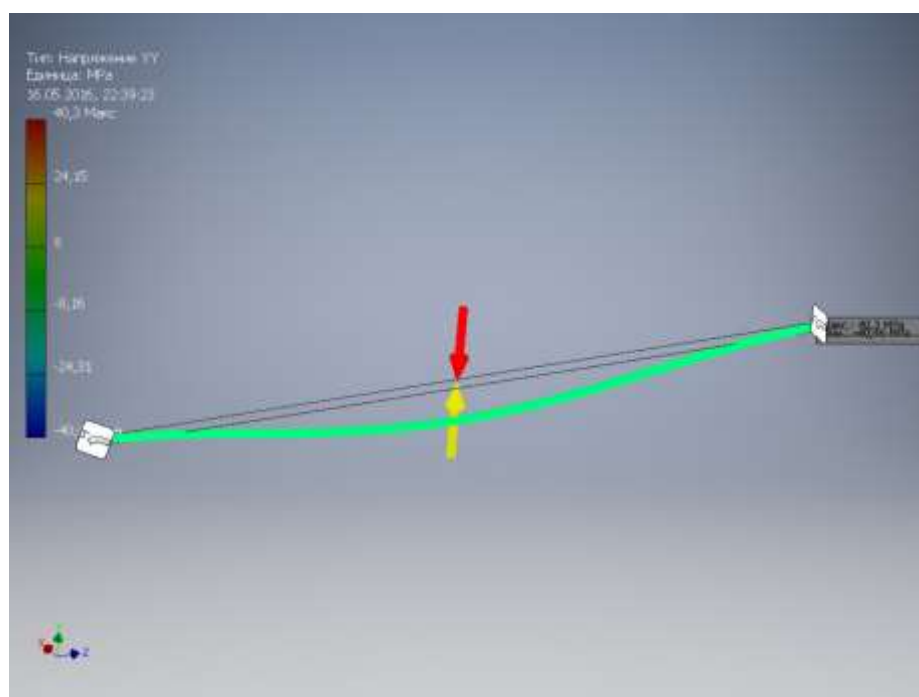


Рисунок 3.27 – Напряжение по YY

## Глава 4. Результаты проведенного исследования

В программном комплексе Autodesk Inventor был смоделирован трубопровод подводного перехода через реку Лена. Балластировка трубопровода была выполнена с помощью утяжелителей чугунных кольцевых и сплошного обетонирования трубы.

Для сравнения двух способов балластировки трубопровода были выполнены следующие задачи:

1. Применение программы Autodesk Inventor для расчета прочностных характеристик трубопровода;
2. Определение характеристик расчетного трубопровода;
3. Расчет изменения напряженно-деформированного состояния участка трубопровода, вследствие влияния веса трубы и выталкивающей силы воды.

Необходимые значения соответствующих нагрузок выбираются согласно СП 36.13330.2012.

Эффективность применения обетонированной трубы на подводных переходах показывается путем сравнения результатов двух моделирований.

Исходя из результата моделирования трубопровода с чугунными пригрузами, зафиксировано максимальное напряжение по Мизесу 54,27 МПа, а максимальное смещение составляет 26,66 мм по центру участка трубопровода.

При использовании обетонированной трубы максимальное напряжение по Мизесу составляет 131,47 МПа, а максимальное смещение составляет 110,16 мм по центру участка трубопровода.

Таким образом, смещение при использовании обетонированных труб на подводных переходах намного выше чем при использовании чугунных пригрузов. Это объясняется тем что погонная масса трубопровода со сплошным

					Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Саввин В.В.			Глава 4. Результаты проведенного исследования	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шмурыгин В.					69	116	
Консульт.						НИ ТПУ эр. 2БМ6Б			
Рук-ль ООП		Бурков П.В.							

обетонированием намного больше чем погонная масса трубопровода с чугунными пригрузами, то есть у трубопровода со сплошным обетонированием более отрицательная плавучесть, что положительно сказывается на трубопроводы против их всплытия с проектных отметок.

В результате анализа напряженно-деформированного состояния участка трубопровода установлено что, в данных условиях деформации трубопровода являются незначительными и не могут повлиять на его прочность. Но при использовании обетонированных труб (ОТ) у трубопроводов наблюдается повышенная отрицательная плавучесть, то есть обеспечивается более устойчивое положение на проектных отметках тем самым повышается эксплуатационная надежность и безопасность подводных переходов.

					Глава 4. Результаты проведенного исследования	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе произведен расчет стоимости затраченных материалов, затрат на оплату труда, отчислений на страховые взносы, амортизационных отчислений и прочих расходов при сооружении перехода участка магистрального газопровода через водные преграды с применением утяжелителей чугунных кольцевых и обетонированной трубы.

### 5.1 Затраты на строительство подводного перехода МГ через реку Лена с использованием пригрузов утяжелителей утяжелителей чугунных кольцевых (УЧК)

В состав работ по балластировке газопроводов чугунными кольцевыми утяжелителями различных типов входят: сварка труб в плеть, доставка и монтаж полиамидной рейки на плеть, раскладка кольцевых утяжелителей перед установкой на газопровод, укладка плети (плетей) газопровода створ перехода на нижние полукольца утяжелителя, установка верхних полуколец, закрепление полуколец УЧК с помощью крепежных элементов, протаскивание.

Монтаж (установка) чугунных утяжелителей типа УЧК на газопровод выполняется кранами-трубоукладчиками.

Для защиты изоляционного покрытия газопровода от действия чугунных утяжелителей должны быть использованы полиамидные рейки.

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на страховые взносы;
- амортизационные отчисления.

					Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Саввин В.В.			Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Лит.	Лист
Руковод.		Шмурыгин В.						Листов
Консульт.		Макашева Ю.						
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						
							71	116
					НИ ТПУ гр. 2БМ6Б			

### 5.1.1 Расчет стоимости материалов на проведение работ установки чугунных утяжелителей типа УЧК

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

- а) сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;
- б) запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;
- в) топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;
- г) работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);
- д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Сумма материальных расходов уменьшается на стоимость возвратных отходов. Возвратные отходы оцениваются по пониженной цене, если они могут быть использованы в основном или вспомогательном производстве или по цене реализации, если они реализуются на сторону.

К материальным расходам приравниваются:

- расходы на рекультивацию земель и другие природоохранные мероприятия;
- потери при транспортировке товароматериальных ценностей в пределах норм естественной убыли;
- технологические потери при производстве и (или) транспортировке.

Для проведения строительства подводного перехода необходимо следующее материалы:

- трубы с заводской изоляцией 1420 мм;
- утяжелитель типа УЧК;

					Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- рейка полиамидная;
- масло моторное;
- дизельное топливо;
- бензин АИ-92.

Расчет стоимости материалов на проведение работ установки чугунных утяжелителей типа УЧК сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Труба $D_n = 1420$ мм	174	33000	5 742 000
Утяжелитель типа УЧК	740	17300	12802000
Рейка полиамидная	17000	88,23	1 500000
Масло моторное	600	81,25	48 750
Дизельное топливо	6000	47	282 000
Бензин АИ-92	1000	29,3	29300
<b>ИТОГО</b>			<b>20404050</b>

Для проведения строительства подводного перехода необходимо следующее виды техники:

- автокран КС-45714;
- трубоукладчик KOMATSU;
- экскаватор «Hitachi zx330»;
- землесос «ТЗР -151»;
- лебедка протаскивающая «ЛП-151».

### 5.1.2 Расчет заработной платы

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др;
- начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.
- суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Таблица 5.2 Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,6
северная надбавка	1,5
доплата за вредность	1,12

Таким образом, с учетом показателей в таблице 5.2, а также необходимым количеством техники, рассчитаем количество работников, необходимых для строительства подводного перехода МГ через реку Лена и затраты на их заработную плату, занесем результаты в таблицу 5.3

Таблица 5.3 – Расчет затрат на ЗП работников

Показатель	Трубопроводчик линейный	Машинист Экскаваторщик	Машинист крановщик	Машинист установки «ЛП-151»	Мастер	Машинист трубоукладчик	Машинист землесосной установки	Начальник	Электрогазосварщик
Часовая тарифная ставка	47,7	41,9	47,5	45	63	47,6	46	70	39
Районный коэффициент, руб.	76,32	67,04	76	62,4	100,8	76,16	73,6	112	62,4
Северная надбавка, руб.	71,55	62,85	71,25	58,5	94,5	71,4	69	105	58,5
Доплата за вредность, руб.	53,424	46,928	53,2	43,68	70,56	53,312	51,52	78,4	43,68
Итого, руб./час	248,994	218,718	247,95	234,9	328,86	248,472	240,12	365,4	203,58
Время работы	1470	735	735	490	1470	1470	735	1470	1470

Итого, руб. за работу 1- го работника	366021,2	160757,7	182243,3	115101	483424,2	365253,8	176488,2	537138	299262,6
Количество работников	10	5	3	1	2	10	1	1	4
Итого, руб.	3660212	803788,7	546729,8	115101	966848,4	3652538	176488,2	537138	1197050
Общая сумма ЗП	11 655 893,8								

### 5.1.3 Затраты на страховые взносы во внебюджетные фонды

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 5.4. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2 для транспортирования по трубопроводам газа.

Таблица 5.4 – Расчет страховых взносов

Показатель	Трубопроводчик линейный	Машина-Экскаваторщик	Машина-крановщик	Машина-установки «ЛП-151»	Мастер	Машина-трубоукладчик	Машина-землесосной установки	Начальник	Электроргазосварщик
Количество работников	10	5	3	1	2	10	1	1	4
ЗП, руб.	3660212	803788,7	546729,8	115101	966848,4	3652538	176488,2	537138	1197050
ФСС (2,9%)	106146,1	23309,87	15855,16	3337,93	28038,6	105923,6	5118,158	15577	34714,45
ФОМС (5,1%)	186670,8	40993,22	27883,22	5870,15	49309,27	186279,4	9000,898	27394,04	61049,55

ПФР (22%)	805246,6	176833,5	120280,6	25322,22	212706,6	803558,4	38827,4	118170,4	263351
Страхование от несчастных случаев в (тариф 0,2)	732042,4	160757,7	109346	23020,2	193369,7	730507,6	35297,64	107427,6	239410
Всего, руб.	1830106	401894,4	273364,9	57550,5	483424,2	1826269	88244,1	268569	598525
Общая сумма, руб.	<b>5 827 947,4</b>								

#### 5.1.4 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Сумма амортизации (амортизационных отчислений) рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту. Амортизация для оборудования нефтегазовой области рассчитывается по линейному способу.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\%, \quad (5.1)$$

где К – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;  
n – срок полезного использования объекта (в месяцах).

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Гарантийный срок эксплуатации (год)	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб. (170 дней)
			одного объекта	всего	

Автокран КС-45714	3	15	4 500 000	13 500 000	413 572,5
Трубоукладчик KOMATSU D355C-3	10	15	7 000 000	70 000 000	2 144 450
Экскаватор «Hitachi zx330»	5	15	4 200 000	21 000 000	643 335
Землесос «ТЗР -151»	1	15	1 900 000	1 900 000	58 206,5
Лебедка протаскивающая «ЛП-151»	1	15	2 300 000	2 300 000	70 460,5
<b>ИТОГО</b>	<b>20</b>				<b>3 330 024,5</b>

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда (таб. 5.3):  $11655893,8 \cdot 0,1 = 1165589,38$  руб.

Все рассчитанные показатели можно свести в общую таблицу 5.6, согласно которой общая сумма затрат на строительство подводного перехода МГ с применением утяжелителей чугунных кольцевых через реку Лена составит  $C_1 = 50,86$  млн. руб.

Таблица 5.6 – Общая сумма затрат

<i><b>Расходы</b></i>	<i><b>Стоимость (руб.)</b></i>
Материальные затраты	20404050
Оплата труда	11 655 893,8
Страховые взносы	5 827 947,4
Амортизационные отчисления	3 330 024,5
Прочие расходы	1165589,38
Всего затрат	42383505,08
Накладные расходы (20%)	8476701,016
Итого ( $C_1$ )	<b>50860206,1</b>
Плановые накопления (5% от суммы затрат и накладных расходов)	2543010,305

Распределение всех видов затрат отображено на рисунке 5.1

## Распределение затрат на строительство подводного перехода МГ с применением УЧК

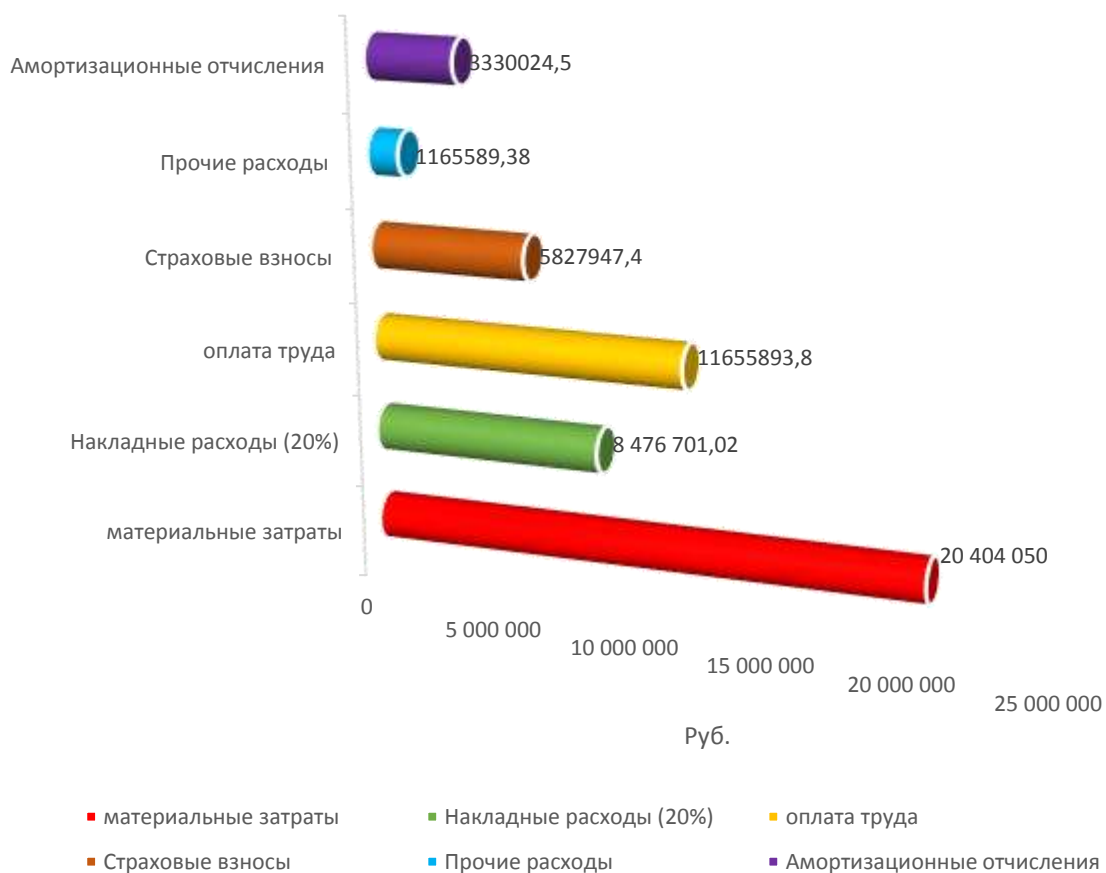


Рисунок 5.1 – Распределение затрат на строительство ППМГ с применением УЧК

## **5.2 Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве и капитальном ремонте подводных переходов**

Основные достоинства обетонированной трубы перед УЧК: Не требует монтажа на трубопровод, возможность изменения весовых характеристик при изготовлении, дополнительная защита трубопровода от механических повреждений, снижение доли ручного труда на объекте строительства за счет производства работ по утяжелению труб в заводских условиях на современном оборудовании [22].

Технология монтажа обетонированных труб предусматривает следующие виды работ: сварка труб в плетъ, установка манжеты для защиты стыка, протаскивание.

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на страховые взносы;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

### **5.2.1 Расчет стоимости материалов на балластировку с помощью обетонированной трубы**

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

- а) сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;
- б) запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;
- в) топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;
- г) работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также

собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);

д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Сумма материальных расходов уменьшается на стоимость возвратных отходов. Возвратные отходы оцениваются по пониженной цене, если они могут быть использованы в основном или вспомогательном производстве, или по цене реализации, если они реализуются на сторону.

К материальным расходам приравниваются:

- расходы на рекультивацию земель и другие природоохранные мероприятия;
- потери при транспортировке товароматериальных ценностей в пределах норм естественной убыли;
- технологические потери при производстве и (или) транспортировке.

Расчет стоимости материалов при использовании обетонированной трубы сведены в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Обетонированная труба 1420	174	167 600	29 162400
Бензин АИ-92, л	1000	29,3	29300
Масло моторное	208	81,25	16900
Дизельное топливо	3 000	47	141000
<b>ИТОГО</b>			<b>29 349 600</b>



Для проведения строительства подводного перехода необходимо следующее виды техники:

- автокран КС-45714;
- трубоукладчик KOMATSU D355C;
- экскаватор «Hitachi zx330»;
- землесос «ТЗР -151»;
- лебедка протаскивающая «ЛП-151».

### 5.2.2 Расчет заработной платы

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др;
- начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.
- суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Таблица 5.8 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,6
северная надбавка	1,5
доплата за вредность	1,12

Таким образом, с учетом показателей в таблице 5.8, а также количеством необходимой техники, рассчитаем количество работников, необходимых для строительства подводного перехода МГ через реку Лена с применением

обетонированной трубы и затраты на их заработную плату, занесем результаты в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 – Расчет заработной платы

Показатель	Трубопроводчик линейный	Машинист Экскаваторщик	Машинист крановщик	Машинист установки «ЛП-151»	Мастер	Машинист трубоукладчик	Машинист землесосной установки	Начальник	Электророзгазосварщик
Часовая тарифная ставка	47,7	41,9	47,5	45	63	47,6	46	70	39
Районный коэффициент, руб.	76,32	67,04	76	62,4	100,8	76,16	73,6	112	62,4
Северная надбавка, руб.	71,55	62,85	71,25	58,5	94,5	71,4	69	105	58,5
Доплата за вредность, руб.	53,424	46,928	53,2	43,68	70,56	53,312	51,52	78,4	43,68
Итого, руб./час	248,994	218,718	247,95	234,9	328,86	248,472	240,12	365,4	203,58
Время работы	980	735	735	450	1300	1300	735	1300	1000
Итого, руб. за работу 1-го работника	244014,1	160757,7	182243,3	105705	427518	323013,6	176488,2	475020	203580
Количество работников	5	4	3	1	1	7	1	1	3
Итого, руб.	1220071	643030,9	546729,8	105705	427518	2261095	176488,2	475020	610740
Общая сумма ЗП	6 466 398								

### 5.2.3 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 5.10 Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2 для транспортирования по трубопроводам нефти и нефтепродуктов.

Таблица 5.10 – Расчет страховых взносов

Показатель	Трубопроводчик линейный	Машина экскаваторщик	Машинист крановщик	Машинист установки «ЛП-152»	Мастер	Машинист трубоукладчик	Машинист землесосной установки	Начальник	Электростанция
Количество работников	5	4	3	1	1	7	1	1	3
ЗП, руб.	1220071	643030,9	546729,8	105705	427518	2261095	176488,2	475020	610740
ФСС (2,9%)	35382,059	18647,89	15855,16	3065,4	12398	65571,75	5118,158	13775,58	17711,46
ФОМС (5,1%)	62223,621	32794,57	27883,22	5390,9	21803,4	115315,84	9000,898	24226,02	31147,74
ПФР (22%)	268415,62	141466,7	120280,6	23255,1	94053,96	497440,9	38827,4	104504,4	134362,8
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2)	244014,2	128606,18	109346	21141	85503,6	452219	35297,64	95004	122148
Всего, руб.	610035,5	321515,45	273364,9	52852,5	213759	1130547,5	88244,1	237510	305370
Общая сумма, руб.	<b>3 233 199</b>								

## 5.2.4 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Сумма амортизации (амортизационных отчислений) рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту. Амортизация для оборудования нефтегазовой области рассчитывается по линейному способу.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\%, \quad (5.1)$$

где K – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;  
n – срок полезного использования объекта (в месяцах).

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 5.11.

					Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.11 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Гарантийный срок эксплуатации (год)	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб. (150 дней)
			одного объекта	всего	
Автокран КС-45714	3	15	4 500 000	13 500 000	364 567,5
Трубоукладчик KOMATSU D355C-3	7	15	7 000 000	49 000 000	1 323 245
Экскаватор «Hitachi zx330»	4	15	4 200 000	16 800 000	453 684
Землесос «ТЗР -151»	1	15	1 900 000	1 900 000	58 206,5
Лебедка протаскивающая «ЛП-151»	1	15	2 300 000	2 300 000	62 111,5
<b>ИТОГО</b>	<b>16</b>				<b>2261814,5</b>

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда (таб. 5.9):  $6466398 \cdot 0,1 = 646639,8$  руб.

Все рассчитанные показатели можно свести в общую таблицу 5.12, согласно которой общая сумма затрат при строительстве подводного перехода с применением обетонированной трубы через реку Лена составит  $C_2 = 50,35$  млн. руб.

Таблица 5.12 – Общая сумма затрат

<i><b>Расходы</b></i>	<i><b>Стоимость (руб.)</b></i>
Материальные затраты	29 349 600
Оплата труда	6 466 398
Страховые взносы	3 233 199
Амортизационные отчисления	2 261 814,5
Прочие расходы	646639,8
Всего затрат	41957651,3
Накладные расходы (20%)	8391530,26
Итого ( $C_2$ )	<b>50 349181,56</b>
Плановые накопления (5% от суммы затрат и накладных расходов)	2517459,078

Распределение всех видов затрат отображено на рисунке 5.2.



Рисунок 5.2 – Распределение затрат на строительство ППМГ с применением ОТ

Вывод: результаты расчетов показали, что для подводного перехода магистрального газопровода с диаметром 1420 мм через реку Лена шириной 1750 м использование балластировки с применением обетонированных труб (ОТ) является более экономически выгодным по сравнению с использованием утяжелителей с чугунными кольцевыми. Экономический эффект составляет  $C = C_1 - C_2 = 511\,000$  рублей. Экономический эффект: снижение трудозатрат при строительно-монтажных работах, отсутствие футеровочной работы, а также экономия времени на подготовительные работы (подготовка плетей к протаскиванию).

## Глава 6. Социальная ответственность при оценке эффективности обетонированных труб на подводных переходах

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [6].

Подводный переход магистрального газопровода через р. Лена находится на территории Республики Саха (Якутия), в районе г. Олёкминск. Подводный переход расположен на участке Лено-Амгинского междуречья, представляющего собой аллювиальную террасированную равнину. Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места под строительство подводного перехода должны быть соблюдены все основные условия.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников на строительстве подводного перехода и разработка мер защиты от них. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

### 6.1 Профессиональная социальная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 6.1 «Основные элементы производственного

					Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Саввин В.В.			Глава 6. Социальная ответственность при оценке эффективности обетонированных труб на подводных переходах	Лит.		Лист	Листов	
Руковод.		Шмурыгин В.						86	116	
Консульт.		Немцова О.А.				НИ ТПУ эр. 2БМ6Б				
Рук-ль ООП		Бурков П.В.								

процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по модернизации и эксплуатации установки комплексной подготовки газа».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–2015[5]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве и капитальном ремонте газопроводов с применением обетонированных труб

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Земляные работы на переходах; 2) Сварочно-монтажные работы; 3) Изоляционные работы; 4) Балластировка трубопроводов с использованием обетонирования; 5) Укладка трубопроводов протаскиванием по дну подводной траншеи.	1. Климатические и погодные условия на рабочем месте; 2. Повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума; 3. Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса.	1. Факторы, связанные с электрическим током.	ГОСТ 12.0.003-2015 [18] ГОСТ 12.1.003-83 [20] ГОСТ 12.1.019-79 [23] ГОСТ 12.1.005–88 [25] СанПиН 2.2.4/2.1.8.10-32-2002 [29] ГОСТ 12.4.011-89 [18] ГОСТ 12.1.009-76 [24] ГОСТ 12.1.038- 82 [26] СН 2.2.4/2.1.8.556–96 [31] СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [30] ГОСТ 12.1.004-91 [21]

### 6.1.1 Профессиональная социальная безопасность

#### 1. Климатические и погодные условия на рабочем месте

Источником формирования данного вредного производственного фактора при строительстве и капитальном ремонте газопроводов является метеорологические условия производственной среды, которые складываются из температуры воздуха, его влажности и скорости движения. Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека.

На территории Якутии характерна продолжительная зима, длящаяся до 7 месяцев (октябрь-апрель). Температура воздуха может падать в отдельные дни до минус 50<sup>0</sup>С – минус 60<sup>0</sup>С. Короткий весенний сезон, примерно один месяц – май. В целом засушливое лето – три месяца (июнь - август). Кратковременная и холодная осень (сентябрь).

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой [24]:

- костюм от защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;
- комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов;
- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий;
- костюм противоэнцефалитный;
- футболка;
- ботинки кожаные или сапоги кожаные с жестким подноском;
- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;
- нарукавники из полимерных материалов;



- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- каска защитная;
- подшлемник под каску;
- очки защитные;
- маска или полумаска со сменными фильтрами.

На наружных работах зимой дополнительно:

- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий;
- жилет утепленный;
- жилет меховой;
- белье нательное утепленное;
- ботинки кожаные утепленные с жестким подноском или сапоги кожаные утепленные с жестким подноском;
- валенки с резиновым низом;
- перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие;
- перчатки шерстяные (вкладыши).

2. Повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума

Источниками шума и вибрации при строительстве и капитальном ремонте подводного перехода могут стать плавсредства (плавкран, теплоход-буксир, землесос), а также машины для проведения подготовительных земляных работ (бульдозеры, экскаваторы). Шумовые характеристики машин или предельные значения шумовых характеристик должны быть указаны в паспорте на них, руководстве (инструкции) по эксплуатации или другой сопроводительной документации.

Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью – нейросенсорная тугоухость.

					Глава 6. Социальная ответственность при оценке эффективности обетонированных труб на подводных переходах	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности [29]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Для предотвращения негативного воздействия шума применяются следующие средства индивидуальной защиты: Противошумные наушники (в том числе с креплением на защитной каске); противошумные вкладыши; противошумные шлемы [7].

Воздействие вибрации на человека может привести к возникновению вибрационной болезни.

Предельно допустимые значения производственных вибраций, допустимые значения вибраций в жилых и общественных зданиях регламентируются согласно СН 2.2.4/2.1.8.556-96 [30].

К способам борьбы с вибрацией относятся снижение вибрации в источнике (улучшение конструкции машин, статическая и динамическая балансировка вращающихся частей машин), виброгашение (увеличение эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту), применение индивидуальных

средств защиты (виброзащитная обувь, перчатки со специальными упругодемпфирующими элементами, поглощающими вибрацию).

### 3. Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса

Источниками формирования данного вредного фактора могут быть [25]:

- величина внешней механической работы, выполняемой за смену;
- масса поднимаемого и перемещаемого вручную груза;
- количество стереотипных рабочих движений в смену;
- величина суммарного усилия, прилагаемого за смену для удержания груза;
- удобство рабочей позы;
- количество вынужденных наклонов в смену и километров, которые вынужден проходить человек при выполнении работы.

В связи с большим количеством выполняемых механических работ выполняемой за смену, строительство подводного перехода сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

Тяжесть и напряженность физического труда нормируется согласно Р 2.2.2006-05 [25].

Проводимые мероприятия по улучшению условий труда [25]:

- внедрение профилактических мероприятий, способствующих снижению монотонности работы;
- разработка рациональных режимов труда и отдыха;
- механизация и автоматизация производственных процессов;

## **6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)**

### **1. Факторы, связанные с электрическим током**

Источником поражения электрическим током при строительстве и капитальном ремонте подводного перехода могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода электросварки и других электрических оборудования или приборов. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое воздействие [12].

Для предотвращения опасных ситуаций для жизни человека проводятся мероприятия по электробезопасности, которые включают в себя:

- все токоведущие части электрических устройств изолированы;
- по способу защиты человека от поражения электрическим током изделия средств автоматического управления соответствуют классам 1 и 2 и классу 3 по ГОСТ 12.2.007-03 [13];
- все потребители электроэнергии имеют заземление согласно ГОСТ 12.1.030-96 [14];
- все части устройств, находящиеся под напряжением размещены в корпусах, обеспечивающих защиту обслуживающего персонала;
- устройства снабжены световыми индикаторами включения питающей сети.

Основными источниками опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

					Глава 6. Социальная ответственность при оценке эффективности обетонированных труб на подводных переходах	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Электрическая дуга, искры, брызги металла, образующиеся в процессе сварки, представляют собой серьезную опасность открытым участкам кожи, глазам.

ГОСТ 12.1.038-82 [12] устанавливает предельно допустимые напряжения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц. Для переменного тока 50 Гц допустимое значение напряжения прикосновения составляет 2 В, а силы тока 0,3 мА, для тока частотой 400 Гц — соответственно 2 В и 0,4 мА; для постоянного тока 8В и 1,0 мА (эти данные приведены для продолжительности воздействия не более 10 мин в сутки) [12].

Для защиты следует использовать сварочные маски, термостойкие рукавицы и краги сварщика. А также рекомендуется применять ограждающие защитные экраны [9].

## 6.2 Экологическая безопасность

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при строительстве и капитальном ремонте подводного перехода первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на водные ресурсы, животный мир, земельные ресурсы.

В таблице 6.3 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 6.3 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по строительству и капитальном ремонте газопроводов через водные преграды

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и	временное	По завершении строительных работ на площади

водные ресурсы	нарушение береговых склонов, русла, поймы и площади водоохранной зоны, пересекаемого водотока	<p>водоохранных зон проектом предусматривается:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– выполнить своевременную засыпку береговых траншей с превышением над естественным уровнем поверхности земли для восстановления рельефа после естественного режима поверхностного стока территории;</li> <li>– произвести уборку строительного мусора; провести работы по рекультивации земель [20].</li> </ul>
Животный мир	Влияние оказывается на зоопланктон, зообентос и ихтиофауну рассматриваемого района работ	Для уменьшения негативного влияния строительства на рыбные ресурсы выполнение работ предусматривается во внеерестовый период; отвал грунта при разработке траншей осуществлять в приурезовую часть русла на минимально возможных глубинах; замыв траншей выполнять с опусканием патрубка в траншею в начале замыва и поднимать над поверхностью засыпки не более 0,7 при восстановлении рельефа дна [26].
Земля и земельные ресурсы	Разрушение грунтов	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдения нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения, вывоз для утилизации, уничтожения, захоронения остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015) [38].
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015) [38].

### 6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основные опасности при строительстве и капитальном ремонте газопроводов, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, связаны с авариями в виде пожара, взрыва или токсического выброса.

Прогнозирование и предупреждение последствий аварий на таких производствах связано, прежде всего, с прогнозированием и предупреждением действия поражающих факторов при реализации основных опасностей. При всем многообразии возможных сценариев аварий набор поражающих факторов ограничен. Это дает возможность описывать физические воздействия, приводящие к нанесению ущерба людям, материальным ценностям и окружающей среде, конечным числом параметров [16].

Основные поражающие факторы аварий представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Основные поражающие факторы аварий на промышленно опасных объектах [16]

Разновидность аварии	Поражающие факторы	Параметры поражающего действия
Пожар, огненный шар	пламя; тепловое излучение	Определение полей поражающих факторов сводится к определению границ зоны пламени и определению текущих значений теплового потока в зависимости от удаления от внешней границы зоны пламени.
Взрывы (в т. ч. взрывы топливовоздушных смесей)	воздушные ударные волны; летающие обломки различного рода объектов технологического оборудования	Параметры поражающего действия воздушной ударной волны - избыточное давление во фронте волны и ее импульс в зависимости от расстояния от места взрыва. Параметры, определяющие поражающее действие осколков, - количество осколков, их кинетическая энергия, направление и расстояние разлета.
Токсический выброс	химическое заражение	Параметрами, характеризующими токсические нагрузки при токсическом выбросе, являются поля концентраций вредного вещества и времена действия поражающих концентраций.

Перечисленные поражающие факторы являются основными для рассматриваемых видов аварий. Однако следует учитывать, что при аварии

действует несколько поражающих факторов. Так, при пожаре значительным может быть воздействие токсичных продуктов горения. При взрыве больших масс взрывчатых веществ могут иметь место значительные сейсмические последствия, приводящие к обрушению по этой причине. Поэтому при прогнозировании последствий аварий необходимо учитывать все возможные поражающие факторы и выделять основные из них только после анализа возможности их реализации.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности [8]:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами [8].

В зависимости от размера и расположения очага, в качестве средств пожаротушения применяются следующие средства:

- огнетушители переносные, передвижные, стационарные углекислотные;
- пожарные рукава;
- пожарный инвентарь;
- установка пожаротушения.



## 6.4 Законодательное регулирование проектных решений

Производственный экологический контроль за выполнением экологических требований при строительстве подводных переходов осуществляется в соответствии со статьей 71 Закона Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» службой экологического контроля, создаваемой заказчиком сооружения магистрального газопровода [17].

В задачу службы производственного экологического контроля входит проверка выполнения всех экологических требований и природоохранных мероприятий, предусмотренных Регламентом при строительстве переходов, особенно при производстве подводных земляных работ.

Затраты на содержание службы производственного экологического контроля предусматриваются в сметной документации строительства магистрального газопровода.

Порядок организации и проведения производственного экологического контроля при сооружении подводных переходов утверждает заказчик строительства магистрального газопровода.

Указания представителя службы производственного экологического контроля обязательны для руководителя строительства перехода, на котором лежит персональная ответственность за выполнение природоохранных мероприятий.

Должностные лица службы производственного экологического контроля имеют право [27]:

- при сооружении переходов контролировать выполнение экологических требований данного Регламента, природоохранительного законодательства, а также природоохранных технических мероприятий, предусмотренных проектами переходов;
- требовать от руководителей строительства переходов устранения выявленных при сооружении подводных переходов нарушений экологических требований;

– информировать заказчика о необходимости приостановления работ на переходе и привлечения виновных к ответственности при грубых нарушениях экологических требований и невыполнении указаний службы производственного экологического контроля.

					Глава 6. Социальная ответственность при оценке эффективности обетонированных труб на подводных переходах	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

По результатам проделанной работ можно сделать следующие выводы:

– установлено, что при применении обетонированных труб в условиях размыва траншеи, деформация трубопровода незначительна и не влияет на его прочность;

– в программном комплексе Autodesk Inventor проведен анализ напряженно-деформированного состояния смоделированного участка действующего подводного перехода магистрального газопровода с балластом типа УЧК и применением обетонированной трубы. При использовании обетонированной трубы у трубопроводов наблюдается повышенная отрицательная плавучесть, то есть более устойчивое положение на проектных отметках, тем самым повышается эксплуатационная надежность и безопасность подводных переходов.

Анализ стоимости проведения строительно-монтажных работ показал экономическую неэффективность применения чугунных пригрузов при балластировке трубопроводов больших диаметров. Стоимость затрат на балластировку трубопровода чугунными пригрузами выше, чем при использовании обетонированной трубы.

					Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Саввин В.В.			Заключение		
Руковод.		Шмурыгин В.А					
Консульт.							
Рук-ль ООП.		Бурков П.В.					
						Лит.	Лист
							99
							Листов
							116
						НИ ТПУ гр. 2БМ6Б	

## Список литературы

1. Безопасность жизнедеятельности: Учебник / Г.Б. Куликов; Моск. гос. ун-т печати. Москва: МГУП, 2010. – 140 с.
2. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы – М: Миннефтегазстроя, 1988.
3. ВСН 39-1.9-003-98 Конструкции и способы баллаستировки и закрепления подземных газопроводов. – Москва: ВНИИгаз, 1998.
4. ВСН 005-88 Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация. – Москва: ВНИИСТ, 1998.
5. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
6. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
7. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
8. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с.
9. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с.
10. ГОСТ 2.109-73 ЕСКД Основные требования к чертежам. – М.: Изд-во стандартов, 1974. – 5 с.
11. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
12. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

					Анализ эффективности применения обетонированных труб при строительстве магистрального газопровода через водные преграды в условиях Крайнего Севера						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Саввин В.В.			Список литературы			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шмурыгин В.А.								100	116
Консульт.								НИ ТПУ гр. 2БМ6Б			
Рук-ль ООП		Бурков П.В.									

- 13.ГОСТ 12.2.007-03. Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования. 2003.
- 14.ГОСТ 12.1.030-96. Электробезопасность. Защитное заземление, 1996.
- 15.ГОСТ 26600-98. Знаки навигационных внутренних судоходных путей, Москва, 1998.
- 16.Гражданкин А.И., Дегтярев Д.В., Лисанов М.В., Печеркин А.С. Основные показатели риска аварии в терминах теории вероятностей // Безопасность труда в промышленности. – 2002. – №7. – 35-39 с.
- 17.Закон РФ «Об охране окружающей природной среды».
- 18.Ковех В. М., Панов М. Ю., Морин И. Ю., Овсянников Е. Н. Анализ напряжённо-деформированного состояния морских трубопроводов при укладке с учётом влияния бетонного покрытия труб, Справочник. Инженерный журнал, № 10, приложение, 2012.
- 19.Кухтик М.П. Разработка технологии изготовления трубных конструкций высокой надежности для подводных трубопроводов, Волгоград, 2013.
- 20.Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. – М.: Недра, 1990. – 264 с.
- 21.«Общие правила перевозок грузов автомобильным транспортом» с изм. от 21.05.2007 № ГКПИ 07-257, утв. Минавтотрансом РСФСР 30.07.1971 по согласованию с Госпланом РСФСР и Госарбитражем РСФСР.
- 22.Попова А.И. и Вишневская Н. С. Обетонированные трубы для сооружения магистральных газопроводных систем: Учебное пособие. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2013 – 102-104 с.
- 23.Попова А.И. Совершенствование методов входного контроля обетонированных труб для строительства нефтегазопроводов: Учебное пособие. – Ухта: Изд-во УГТУ, 2013 – 70-72 с.
- 24.ПРИКАЗ от 9 декабря 2009 г. №970н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а

					Список литературы	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».
- 25.Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».
- 26.Рабочий проект «Подводный переход магистрального газопровода через р. Лена для газификации заречных улусов Республики Саха (Якутия)»
- 27.РД 51-2-95 Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов.
- 28.Свечкопалов А.Н. Разработка технологии изготовления трубных конструкций высокой надежности для подводных трубопроводов, Москва, 2011.
- 29.СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
- 30.СН 2.2.4/2.1.8.556–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор РФ, 1996.
- 31.СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* – Москва: Стандартинформ, 2013 – 97 с.
- 32.СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. –Москва: ОАО «НИЦ «Строительство», 2013 – 123 с.
- 33.СП 108-34-97 «Свод правил по сооружению магистральных газопроводов. Сооружение подводных переходов»; утверждено РАО «Газпром» (Приказ от 8.07.1998 г., № 87), срок введения в действие 08.01.1998. – М., 2000. – 53 с.
- 34.СП 107-34-96 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. Утверждено РАО «Газпром» (Приказ от 11.09.1996 г. № 44). Москва, 1996.

					Список литературы	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 35.Сысоев Ю.С. Пространственная устойчивость подземного магистрального газопровода на обводненных участках трассы. Известия вузов «Нефть и газ», 2012 – 72-76 с.
- 36.СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов / ООО «ВНИИГАЗ», ООО «ИРЦ Газпром», 2007.
- 37.Тинь Ч.Н. Особотяжелый мелкозернистый бетон для подводных трубопроводов, Москва, 2003 – 86 с.
- 38.Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 29.12.2015) "Об отходах производства и потребления".
- 39.Чухарева Н.В., Миронов С.А., Тихонова Т.В. Анализ причин аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера в период с 2000 по 2010 год, Электронный журнал «Нефтегазовое дело», 2011.
- 40.Autodesk Inventor» 2016. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.autocads.com.ua/>.

					Список литературы	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Приложение А

(обязательное)

Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке

### THE EFFICIENCY OF CONCRETE COATING PIPELINES

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Саввин Владислав Вячеславович		

Консультант кафедры ТХНГ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шмурыгин Владимир Александрович	Старший преподаватель		

Консультант-лингвист кафедры ИЯПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Коротченко Татьяна Валериевна	к.ф.н., доцент		



## The efficiency of concrete coating pipelines

The UBO weights are designed to ballast the pipelines with a diameter from 529 to 1420 mm inclusively, when going through marshes, flooded lands and river valleys. The UBO weight consists of two ferroconcrete blocks located on both sides of the pipelines and connected by force belts. When the weight is installed on the pipeline, lining is required to protect the pipe insulation from damage.

Table 1.1 –UBO technical characteristics

Pipeline diameter, mm	Weight model	Overall dimensions of brick, mm			Volume concrete, m <sup>3</sup>	Weight mass, kg
		<i>H</i>	<i>B</i>	<i>L</i>		
1420	UBO - 1420	1600	600	1200	1,88	4324
1220	UBO - 1220	400	600	1350	1,84	4232
1020	UBO - 1020	1100	550	1500	1,46	3358
820	UBO - 1020	1100	550	1500	1,46	3358
720	UBO - 1020	1100	550	1500	1,46	3358
530	UBO - 530	700	300	1000	0,36	828

The UBO-M weights are designed to ballast the pipelines with a diameter from 530 to 1420 mm inclusively, when going through marshes, flooded lands and river valleys. The UBO weight consists of two ferroconcrete blocks connected by force belts. Unlike UBO, the UBO-M mounting hooks do not protrude beyond the side surface of the ferroconcrete block and allow installation of the UBO-M weights in the pipeline closely to each other.

Table 1.2–UBO-M technical characteristics

Pipeline diameter, mm	Weight model	Overall dimensions of brick, mm			Volume concrete, m <sup>3</sup>	Weight mass, kg
		<i>H</i>	<i>B</i>	<i>L</i>		
1420	UBO-M - 1420	1600	600	1200	1,88	4324
1220	UBO-M -1220	400	600	1350	1,84	4232
1020	UBO-M -1020	1100	550	1500	1,46	3358
820	UBO-M -1020	1100	550	1500	1,46	3358
720	UBO-M -1020	1100	550	1500	1,46	3358
530	UBO-M -530	700	300	1000	0,36	828

The UBO-UM weights are designed to ballast the pipelines with a diameter from 530 to 1420 mm inclusively, when going through marshes, flooded lands and river valleys.

The UBO-UM weight consists of two ferroconcrete blocks with protective pads made of polymer rockshield (SLP) and two pairs of soft connecting belts (MSP) made of technical textile (or woven bands) with a minimum designed safety margin of 4; the bands hold the ferroconcrete blocks on the pipeline.

Table 1.3 – UBO-UM technical characteristics

Pipeline diameter, mm	Weight model	Overall dimensions of brick, mm				Volume concrete, m <sup>3</sup>	Weight mass, kg
		<i>H</i>	<i>B</i>	<i>L</i>	<i>h</i>		
1420	UBO-UM - 1420	1600	600	1200	800	2,52	5790
1220	UBO-UM - 1220	400	600	1350	700	2,42	5570
1020	UBO-UM - 1020	1100	550	1500	600	1,72	3960
820	UBO-UM - 1020	1100	550	1500	600	1,28	2940
720	UBO-UM - 1020	1100	550	1500	600	1,14	2620

530	UBO- UM - 530	700	300	1000	400	0,46	1060
-----	---------------------	-----	-----	------	-----	------	------

The UTK weights are designed to ballast the pipelines with a diameter from 325 to 1420 mm inclusively, when crossing rivers and other water barriers.

The kit includes: 2 ferroconcrete semi-rings; 4 or 6 pins; nuts and washers, depending on the pipeline diameter. Lining is required to protect the pipeline insulation from damage.

Table 1.4– UBO-UM technical characteristics

Marking	Overall dimensions of brick, mm			Product weight, t
	<i>H</i>	<i>B</i>	<i>L</i>	
2UTK 325-12	320	670	1200	0,276
2UTK 377-12	345	720	1200	0,299
2UTK 426-12	370	770	1200	0,322
2UTK 530-12	425	880	1200	0,368
2UTK 720-12	555	1170	2400	1,380
2UTK 820-24	610	1280	2400	1,587
2UTK 1020-24-1	690	1440	2400	1,621
2UTK 1020-24-2	725	1510	2400	2,039
2UTK 1220-24-1	825	1710	2400	2,303
2UTK 1220-24-2	870	1800	2400	2,938

2UTK 1420-24-1	940	1940	2400	2,849
2UTK 1420-24-2	1015	2090	2400	4,068

The UChK weights are designed to ballast the pipelines in underwater areas.

The kit includes: semi-weights – 2 pieces; pins – 4 pieces; nuts – 8 pieces; and washers – 8 pieces. Lining is required to protect the pipeline insulation from damage.

Table 1.5–UChK technical characteristics

Model	Pipeline diameter, mm	Radius R1, mm	Radius R2, mm	Radius R3, mm	Length L1, mm	Dimension L2, mm	Width B, mm	Cast weight, kg	Fasteners
UChk-325	325	200	210	275	508	180	470	138	M20
UChk-530	530	305	315	380	710	200	500	230	
UChk-720	720	400	410	480	900	600	890	560	
UChk-820	820	450	460	530	1030	400	825	550	M24
UChk-1020	1020	550	560	630	1230	300	695	580	
UChk-1220	1220	650	660	745	1430	450	872	1030	
UChk-1420	1420	750	760	850	1630	300	730	1100	M30

The steel pipes with a diameter from 219 mm to 1420 mm inclusively, with concrete ballast coating are designed to construct buried subsea pipelines (gas pipelines, oil pipelines) and pipelines laid in the water-saturated soils (marshes, river valleys, etc.). In terms of design, the ballast coating is a cement and sand solution

pumped into the cavity between the steel pipe with external anti-corrosion coating (polyethylene, polypropylene, epoxy) and a jacket in an annular pipe structure. The coating thickness varies depending on the pipe diameter, pipe laying conditions and pipe purpose.

Concrete coatings are used to protect pipelines transporting oil, gas and other products against damage from mechanical impacts and to stop them from floating when the pipelines are laid offshore or on lake and river beds. The concrete used for these coatings is a dry mix that uses heavy aggregates, such as iron ore.

Pipelines are one of the most economical ways to transport gas and liquid products – from oil and gas to CO<sub>2</sub> and water. Most of the pipelines that are built or already in use today around the world are steel pipelines. Pipelines should not fail during their entire service life because such failures could lead to human and economic costs. In order to avoid steel pipeline failure, a series of specialised pipeline coatings - including concrete coatings - have been created during the last decades.

Concrete coatings are used both in wet environments – offshore, river or lake crossings, and swampy or permafrost areas and dry environments on buried pipelines in rocky areas or rugged terrain.

Concrete coatings in wet environments provide weight (negative buoyancy) to keep the pipeline in place on the bottom of the water body and mechanical protection against damage from ship anchors, fishing trawlers, etc. Because of the weight requirement, these concrete coatings usually use heavy natural aggregates such as iron ore, and have a density range of 1800- 3700 kg/m<sup>3</sup>. These coatings are usually 25-150 mm thick, but can go up to 230 mm in special applications, and use a rebar cage around the pipe or a steel wire mesh wrapped around the pipe as primary reinforcement. Their required minimum 28-day compression strength is in the 40-50 MPa range.

Concrete coatings are also used in dry environments to offer mechanical protection against impacts and penetration from rocks or from third-party impacts, such as excavators or other construction equipment. In this case the concrete coatings should be strong, but as light as possible in order to avoid increased transportation costs. Light aggregates are therefore used to reach densities in the 1700-2200 kg/m<sup>3</sup> range. There

are two main categories of concrete coatings for dry environments - steel wire mesh reinforced coatings (20-25 mm thick) and fibre-reinforced coatings (8-10 mm thick). Their required minimum 28-day compressive strength is in the 20-25 MPa range.

The concrete mix in all the above concrete coatings is a dry mix with only 5-7% water to allow for the pipe to be handled right after the concrete application, and to be moved to the storage area. There are three main processes that are used to apply the concrete coatings on the steel pipes:

Side-wrap process the pipe is rotated and conveyed at controlled rates through the concrete applicator. The concrete mix, the reinforcing steel mesh and a PE outer wrap are simultaneously wrapped around the pipe in one pass. The tensioned polyethylene outer wrap helps the complete curing of the concrete.

Impingement (spraying) process - a reinforcement rebar cage is mounted on the pipe and spacers are used to keep the distance between the pipe and the rebar cage. The pipe with cage is then rotated and conveyed through the concrete applicator. Concrete is sprayed (impinged) in the application area on the rotating pipe in one or multiple passes. After the coating, the pipe is moved to a curing area (natural or accelerated steam curing).

Molding process - a reinforcement rebar cage is mounted on the pipe as in the previous case. A metal mold is then placed around the pipe. The concrete mix is then poured in the mold to coat the pipe. Sometimes the mold vibrates to allow better compaction of the concrete coating. The mold is then removed and the coated pipe is moved to the storage area.

While looking for ways to improve the existing coatings and differentiate themselves from the competition, the concrete coating applicators have started to look at new materials that could improve the technical performance of the coatings and reduce their costs.

Several factors have contributed to the efforts of the concrete coaters to partially substitute Portland cement with industrial by-products. Firstly, cement constitutes usually around 5-7% of the total production cost of the concrete coatings, and even if a coating applicator uses a lot of cement globally during the year, it has to buy cement

locally for each individual project, since cement manufacturers are not open yet to negotiate global supply agreements. Thus, the coaters end up paying relatively high prices for cement. Secondly, coating applicators are interested in materials that can enhance the technical performance of the concrete coatings. For example, concrete sets too quickly in hot climates, which could negatively impact the application process and subsequent pipe handling. In other example, coaters are looking for materials that could lighten the concrete coating up in order to reduce the transportation costs for the customer. Finally, the coaters have been following the general trend towards using by-products of other industries in order to avoid the CO<sub>2</sub> emissions linked to the production of Portland cement.

Among the potential Portland cement partial substitutes, ground granulated blast furnace slag (GGBFS) and fly ash from coal-fired power plants are the most interesting ones for the concrete coatings. Both of them are used to enhance the technical performance of the coatings - setting time, long-term compressive strength, improved durability, lower coating density.

The most interesting GGBFS sources for concrete coatings are in North America, Europe and SE Asia. Substitution rates are lower than in the construction industry - maximum 15-20% - and have to be approved by the customers, usually the pipeline operating companies. GGBFS prices are increasing globally as suppliers realise the value of slag, but are for the time-being capped at 75-80% of Portland price by the users' perception that a by-product should be cheaper than the manufactured Portland cement. A drawback of using the GGBFS in concrete coatings is that the coating applicators have to compete for access to good quality GGBFS against strong competitors such as cement companies or large ready mix companies. Another restricting factor is the limited availability of good quality GGBFS close to the concrete coating facilities.

Both C and F-type fly ashes can be used, but C-type are preferred for their hydraulic binding properties. North American and SE Asian sources are the most interesting for the concrete coating applicators, due to the interesting logistic costs of moving the fly ash to the coating locations. Fly ash prices are increasing as suppliers



realize the value of fly ash, but are usually capped at 35-60% of Portland price by the users' perception and general lack of product consistency - fly ash quality and composition from the same source can vary a lot due to the changes in the coal mix that is used. Competition for fly ash is less intense than for GGBFS, but each source has to be qualified separately by the coaters and sometimes they cannot have direct access to the fly ash supplier and have to deal with different material brokers.

Concrete coatings for pipelines in wet environments need a significant amount of heavy aggregates in the concrete mix (around 65-70% of the mix) to provide the pipeline with the required negative buoyancy. The most widely used heavy aggregate for concrete coatings is iron ore. However, the iron ore price is very volatile and can represent a very significant portion of the concrete coating production costs - 10-25% - depending on the price of the iron ore. Moreover, concrete coaters have to compete for good quality iron ore fines against global steelmakers and other primary iron ore users from a relatively weak position. Therefore, the coaters have a strong incentive to find substitute materials that are cheaper and easier to purchase than iron ore. Finally, the substitution of iron ore with industrial by-products allows the concrete coating applicators to reduce the footprint of their products, as less natural materials have to be extracted.

The most widely used iron ore substitutes are ironrich by-products from metal recovery operations, such as smelters, Waelz kilns or plasma kilns. These by-products have different names - tailings, pipeline aggregates, heavy slags, Waelz slags - and have an interesting 30-85% discount to the delivered iron ore prices, which can represent millions of dollars of cost savings for a large coating project. There are a lot of potential suppliers of these materials that - for different reasons - have not yet found markets for these by-products and have to bear the cost of landfilling them. These heavy aggregates are usually more suitable to be used by concrete coaters if they are cooled with water. As they have to comply with the ASTM C33 or ASTM C136 in terms of gradation, the cooled materials are crushed according to the gradation requirements in a primary crusher, usually at the same location where they are

produced to reduce logistic costs. The heavy aggregate material will be then qualified by the coater using the following criteria:

- a) High saturated surface dry density (specific gravity);
- b) Water absorption and moisture content;
- c) Gradation;
- d) Chemical composition;
- e) No potential dangerous leachate materials<sup>1</sup> - heavy metals, etc;
- f) Quality consistency, available volume and delivered cost.

Once the material is qualified by the coating applicators, the by-product is ready for use in concrete coatings, where it can replace up to 100% of the iron ore in the concrete mix.

An example of by products used as iron ore substitutes in concrete coatings are the tailings from ferronickel smelter operations. These facilities are refining low-carbon ferronickel granules from iron-rich in-situ and sedimentary nickel laterite deposits found in different regions of the world and produce the above mentioned iron-rich tailings. In a typical ferronickel refining operation, from 1000 kg of laterite ore, around 8kg of low-carbon ferronickel granules are produced, together with 60kg of iron-rich tailings, as well as significant volumes of other by-products.

Another example of by-products used as heavy aggregates in concrete coatings are the heavy slags resulting from the zinc recovery operations in Waelz kilns or plasma kilns. These facilities are recovering zinc from electric arc furnace (EAF) steel dust, a by-product from the steelmaking operations in electric arc furnaces. 10- 20 kg of EAF steel dust is produced per 1000 kg of steel produced. Depending on the technology and the composition of the EAF steel dust, between 250 and 650 kg of heavy slag are then produced during the zinc recovery process for each 1000 kg of EAF steel dust processed.

The use of industrial by-products in pipeline concrete coatings to substitute Portland cement and iron ore has numerous benefits for both the coating applicators and their customers, the pipeline operators:

- a) Improved technical performance - better long-term compressive strength, improved durability, controlled weight, etc;
- b) Material cost savings for pipeline operators and concrete coaters, as well as avoided landfill cost and potential revenue for by-product suppliers;
- c) Reduced logistic costs for concrete coating applicators- when the by-product sources are closer to the coating facilities than the cement or iron ore sources;
- d) Avoided CO<sub>2</sub> emissions - by reducing the usage of manufactured products (Portland cement) and extracted materials (iron ore) whose manufacturing or extraction increase the CO<sub>2</sub> emissions - 900-1000kg of CO<sub>2</sub> per ton of Portland cement and around 100 kg of CO<sub>2</sub> for the extraction of 1000 kg of iron;

The use of industrial by-products in concrete coatings is already covered in some of the existing concrete coating standards - the German DVGW GW 340 - and there are hopes that this topic will be covered in the ISO 21809-5 external concrete coating standard that is currently in the final draft stage.

In the first place, it is the structural performance of the pipes with concrete ballast coating (CBC) that makes them the perfect choice. Their structural behavior does ensure high degree of the protection, reliability and longevity required by the Arctic climate. What makes CBC pipes special is the protective metal-polymer coating with the strength characteristics drastically surpassing the requirements of international standards. Metal-polymer coated pipes are the strongest pipes offered in the global market.

The MPCP-manufactured CBC pipes have stood the test of strictest international requirements and were exposed to comprehensive testing supervised by experts from the Russian Research Institute for Natural Gases and Gas Technologies, DNV classification society (Norway), Germanischer Lloyd (Germany), etc.

The MPCP-manufactured CBC pipes were tested for conformity to international standards.

Critical shock. The critical shock test is designed to assess resistance of the pipe concrete coating to the heavy impact of ice, anchors, etc. The body of the pipe was

subjected to a series of shocks produced by 4.5-ton sharp-angled peen hammer at 70 mm intervals. Result: concrete coating remained undamaged.

Shear strength. Exposed to shear stress, the concrete coating has shown 14-fold better performance than the one required by the project.

Bending strength. The tests have shown that the MPCP-manufactured CBC pipes' bend radius equals the elastic bend radius of a bare steel tube.

Environmental friendliness. The Institute of Oceanography and Fisheries has found the materials of MPCP-manufactured CBC pipes as environmentally friendly, while MSU experts have proved that the concrete coating ensures a 3 fold reduction of acoustic impact of the pipeline.